

Master Thesis

Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung Potentialstudie, Konzeptionierung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Europa-Universität Flensburg
Interdisziplinäres Institut für Umwelt-, Sozial- und Humanwissenschaften
Department Energie- und Umweltmanagement

Von: Svenja Vera Vorhoff
546092

Betreuung DLR: M.Sc. Lisa Willwerth

Erster Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Ilja Tuschy

Zweiter Prüfer: M.Eng. Cynthia Boysen

Anmeldung: 06.07.2017

Abgabe: 08.01.2018

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Masterarbeit zum Thema „Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung Potentialstudie, Konzeptionierung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“ selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Wörtliche oder dem Sinn nach ausgedruckte, elektronische oder anderen Quellen entnommene oder entlehnte Textstellen sind von mir eindeutig als solche gekennzeichnet worden. Die Arbeit habe ich bisher keinem anderen Prüfungsamt in gleicher oder vergleichbarer Form vorgelegt. Ich erkläre mich damit einverstanden, dass die Arbeit mit Hilfe eines Plagiatserkennungsdienstes auf enthaltene Plagiate überprüft wird.

Köln, 05.01.2018

Svenja Vera Vorhoff

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei all denjenigen bedanken, die mich bei der Anfertigung meiner Masterthesis unterstützt haben. Besonders hervorheben möchte ich:

- Zuerst gebührt mein besonderer Dank M.Sc. Lisa Willwerth für die fachliche Betreuung und Unterstützung meiner Masterarbeit seitens dem DLR.
- Herrn Professor Dr.-Ing. Ilja Tuschy für die gute Betreuung und den hilfreichen Anregungen bei der Erstellung dieser Arbeit.
- Zudem möchte ich mich bei M.Eng. Cynthia Boysen bedanke für die Bereitschaft meine Thesis als zweite Prüferin zu betreuen.
- Außerdem möchte ich mich bei meinen Ansprechpartnern von MAN Diesel & Turbo SE Herrn Thomas Polklas und Herrn Christoph Jakiel für die gute Zusammenarbeit bedanken.

Ein großer Dank geht vor allem auch an meine Eltern, die mir mein Studium durch ihre Unterstützung ermöglicht haben.

Zusammenfassung

Zielsetzung der vorliegenden Masterarbeit ist eine Machbarkeitsanalyse des Konzeptes zum Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung mittels einer Potentialstudie, einer Konzeptionierung sowie eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchzuführen. Dabei werden die Möglichkeiten von Retrofit-Maßnahmen zur Integration von Parabolrinnenkollektoren, unter anderem im Bezug zur Direktverdampfung, bei geothermischen Dampfkraftwerken betrachtet.

Grundsätzlich bieten sich Konzepte zur Effizienzsteigerung gerade für Technologien an bei denen es Überschneidungen in der Energieerzeugung gibt. Bei Geothermie- und Solarthermiekraftwerk beruht die elektrische Energieerzeugung auf einem thermodynamischen Kraftwerkskreisprozess. Eine Unterscheidung findet sich jedoch in der thermischen Energiegewinnung. In der Potentialstudie kann eine gute gemeinsame Ressourcenverfügbarkeit der Wärmestromdichte der Geothermienutzung und der direkten Solarstrahlung zur Nutzung der konzentrierenden Solarthermie herausgestellt werden. Regionen in Nähe der Tektonischen Plattengrenzen, welche in den warmgemäßigten und subtropischen Klimazonen liegen, eignen sich im Besonderen zur Hybridisierung von Geothermiekraftwerken mittels konzentrierender Solarthermie.

Die Konzeptionierung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der vorliegenden Arbeit basiert dabei auf einem Single Flash Steam Kraftwerk an einem Standort in Kalifornien. Das Solarfeld wird über einen thermoölgeführten Sekundärkreislauf in den Kraftwerksprozess integriert. Eine Konzeptionierung auf Basis einer Direktverdampfung wird auf Grund der hohen, korrosiven Mineralisierung des Thermalfluids und dessen unbekannten Einfluss auf den Lebenszyklus der Parabolrinnen nicht vorgenommen. Die Retrofit-Maßnahme einer solaren Überhitzung mit fossilem Backup-System wird dabei einer rein fossilen und solar erzeugten Überhitzung sowie der Retrofit-Maßnahmen an einem alleinstehenden Geothermiekraftwerk gegenübergestellt. Der Vergleich wird dabei auf Basis der Stromgestehungskosten der betrachteten Optionen vorgenommen. Dabei ermitteln sich die Stromgestehungskosten des Referenzszenarios, zum Ausgleich der unterschiedlichen Energieerzeugung, aus dem Zukauf von Strom auf Basis des durchschnittlichen Börsenpreises in Kalifornien.

Im Ergebnis liegen die Stromgestehungskosten einer solaren Überhitzung oberhalb der Kosten der Retrofit-Maßnahme des Referenzszenarios. Allerdings können durch vorhandene marktwirtschaftliche Instrumente bzw. Förderprogramme von regenerativen Energieträgern möglicherweise an verschiedenen Standorten die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen sein, in ein Projekt Hybridkraftwerk Geothermie und Solarthermie zu investieren.

Inhalt

ZUSAMMENFASSUNG.....	III
ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	VI
TABELLENVERZEICHNIS.....	VII
SYMBOL- UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VIII
1 EINLEITUNG	1
1.1 PROBLEMSTELLUNG.....	1
1.2 ZIELSETZUNG & VORGEHENSWEISE	2
2 TECHNOLOGISCHE GRUNDLAGEN	4
2.1 GEOTHERMIE	4
2.2 SOLARTHERMIE.....	9
3 METHODIK.....	15
4 POTENTIALSTUDIE	18
4.1 POTENTIAL DER GEOTHERMIE	18
4.2 POTENTIAL KONZENTRIERENDE SOLARTHERMIE	19
4.3 POTENTIAL HYBRIDKRAFTWERK GEOTHERMIE	21
5 TECHNISCHE MACHBARKEIT HYBRIDKRAFTWERK.....	27
5.1 STAND DER FORSCHUNG	27
5.2 TECHNISCHE RANDBEDINGUNGEN.....	33
5.3 VORBETRACHTUNG KONZEPTIONIERUNG HYBRIDKRAFTWERK	37
6 BERECHNUNGSGRUNDLAGE	41
6.1 BERECHNUNGSGRUNDLAGE EBSILON® PROFESSIONAL	41
6.2 SIMULATIONSUMGEBUNG GREENIUS.....	43
7 KONZEPTIONIERUNG	47
7.1 GRUNDLEGENDE KRAFTWERKSBERECHNUNGEN.....	48
7.2 KONZEPTIONIERUNG UND AUSLEGUNG DER FOSSILEN ÜBERHITZUNG	54
7.3 KONZEPTIONIERUNG & AUSLEGUNG SOLARE ÜBERHITZUNG.....	56
7.1 ERGEBNISSE DER TECHNISCHEN SIMULATION	63
8 VORBETRACHTUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT.....	65
8.1 KOMMERZIELLES GEOTHERMIEKRAFTWERK	66
8.2 KOMMERZIELLES PARABOLRINNENKRAFTWERK.....	69

8.3	BETRACHTUNG STROMGESTEHUNGSKOSTEN	71
9	WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG.....	72
9.1	ALLGEMEINE ANGABEN	73
9.2	DARSTELLUNG DER KOSTEN FÜR DAS REFERENZKRAFTWERK	75
9.3	KOSTENBETRACHTUNG HYBRIDKRAFTWERK	76
9.4	DARSTELLUNG DER SIMULATIONSERGEBNISSE	79
9.5	SENSITIVITÄTSANALYSE	85
10	DISKUSSION DER ERGEBNISSE	91
11	SCHLUSSFOLGERUNG UND AUSBLICK	94
12	LITERATURVERZEICHNIS	97
13	ANHANG	103

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Einteilung Geothermie.....	5
Abbildung 2-2: Aufbau Flash Steam Kraftwerk	7
Abbildung 2-3: Aufbau Binary Cycle Anlage	8
Abbildung 2-4: Schematische Darstellung der verschiedenen Solarthermie Kollektoren	10
Abbildung 2-5: Parabolrinnenkraftwerk mit Überhitzerfeld in Kanchanaburi	14
Abbildung 4-1: Verteilung weltweite Wärmestromdichte	23
Abbildung 4-2: DNI-Verteilung weltweit.....	23
Abbildung 4-3: Darstellung der Geothermie und Solarthermie Ressourcen in den USA	26
Abbildung 5-1: Überhitzung Konzept.....	29
Abbildung 5-2: Vorwärmung Sole.....	30
Abbildung 5-3: Rückführung Sole.....	30
Abbildung 5-4: Kondensat Injektion.....	30
Abbildung 5-5: Verdampfung DSG	30
Abbildung 5-6: Dampfgeführter Rankine- Kreisprozess Hybridkraftwerk	31
Abbildung 5-8: T-s-Diagramm ohne ÜH	39
Abbildung 5-7: T-s-Diagramm mit ÜH	39
Abbildung 5-9: T-Q- Diagramm zum dampfgeführter Rankine-Kreisprozess	40
Abbildung 7-1: Darstellung der Modellierung Referenzkraftwerk	49
Abbildung 7-2: T-s-Diagramm Referenzkraftwerk	50
Abbildung 7-3: Darstellung der Modellierung Geothermiekraftwerk mit Überhitzung.....	51
Abbildung 7-4: T-s-Diagramm Kraftwerk mit Überhitzung	52
Abbildung 7-6: Wirkungsgrad und Kraftwerksleistung in Abhängigkeit vom Anteil ÜH	53
Abbildung 7-5: Kraftwerksleistung in Abhängigkeit von der Temperatur und Luftfeuchtigkeit.....	53
Abbildung 7-7: Kraftwerkdiagramm Konzeptionierung fossile Überhitzung	55
Abbildung 7-8: Verlauf DNI zu unterschiedlichen Jahreszeiten	56
Abbildung 7-9: Konzeptionierung solare Überhitzung (fluktuierend)	61
Abbildung 7-10: solare & fossile Überhitzung	62
Abbildung 7-11: Kraftwerksleistung der Monate Januar, März, Juni und Oktober	64
Abbildung 8-1: Aufteilung Kosten bei einem Geothermieprojekt.....	67
Abbildung 8-2: Aufteilung Investitionskosten bei CSP Projekten	69
Abbildung 8-3: Stromgestehungskosten bei Regenerativen Energien	72
Abbildung 9-1: Aufteilung der Investitionskosten	79
Abbildung 9-2: fixe jährliche Betriebskosten	80
Abbildung 9-3: variable Betriebskosten – Brennstoffkosten.....	81

Abbildung 9-4: Netto-Stromerzeugung, CAPEX und Stromgestehungskosten im Vergleich	83
Abbildung 9-5: Vergleich Stromgestehungskosten zum Referenzkraftwerk	84
Abbildung 9-6: Allgemeine Sensitivitätsanalyse	87
Abbildung 9-7: Sensitivitätsanalyse zu den Betriebskosten	88
Abbildung 9-8: Einfluss Brennstoffkosten auf den LCOE	89
Abbildung 9-9: Vergleich mit Geothermiekraftwerk mit geringerem isentropen Wirkungsgrad	90

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie	4
Tabelle 4-1: Einteilung Potential Geothermie & Solarthermie	22
Tabelle 4-2: Regionen mit Potential für ein solar-geothermisches Hybridkraftwerk und Flächenanteil	25
Tabelle 5-1: Bestandteile des Thermalfluides	34
Tabelle 5-2: Anforderungen die Qualität des Speisewasser in Parabolrinnen	36
Tabelle 7-1: Kraftwerksdaten Geothermie	48
Tabelle 7-2: Ergänzenden Annahmen Geothermiekraftwerk	49
Tabelle 7-3: Parameter fossiler Zusatzkessel	55
Tabelle 7-4: Angaben Kollektor SL4600	58
Tabelle 7-5: Parameter Solarfeld	59
Tabelle 7-6: Parameter thermischer Energiespeicher	60
Tabelle 7-7: Jahresenergieerzeugung der verschiedenen Optionen	63
Tabelle 9-1: Annahmen zur nationalen Ökonomie	73
Tabelle 9-2: Finanzierung und Zeitplan Hybridkraftwerk Geothermie	74
Tabelle 9-3: Annahmen Retrofit-Maßnahme Referenzkraftwerk	75
Tabelle 9-4: Spezifische Investitionskosten Hybridkraftwerk	77
Tabelle 9-5: Betriebskosten Hybridkraftwerk	78

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

Formelzeichen

A	Fläche	m^2
$a_1 \dots a_3$	IAM-Faktoren	
$b_0 \dots b_3$	Wärmeverlustkoeffizienten	
c	Spezifische Wärmekapazität	$\text{J} / \text{kg} \cdot \text{K}$ oder $\text{Wh} / \text{kg} \cdot \text{K}$
c_x	spezifische Kosten	$\$/\text{kWh}$
d	Diskontierung	$\$$
DNI	Direct Normal Irradiation	W / m^2 oder kWh / m^2 im Jahr
h	Enthalpie	kJ / kg
K	<i>Faktor</i>	
m	Masse	kg
\dot{m}	Massenstrom	kg / s
n	Anzahl	-
P	Leistung	kW oder MW
Q	Wärme	Wh
q	Fläche	m^2
ρ	Dichte	kg / m^3
p	Druck	bar
s	Entropie	$\text{kg} \cdot \text{J} / \text{kg} \cdot \text{K}$
T	Temperatur	$^\circ\text{C}$ oder K
t	Zeit	s
V	Volumen	m^3
η	Wirkungsgrad	-
θ	Einstrahlungswinkel	-
x	Dampfanteil	-

Abkürzungen

CAPEX	Capital Expenditure (Kapitalkosten)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSP	Concentrating Solarthermal Power
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DNI	Direct Normal Irradiation
DSG	Direct Steam Generation
el.	elektrisch
HTF	Heat Transfer Fluid (Wärmeträgermedium)
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
IAM	Incident Angle Modifier
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRR	Internal rate of return (interne Soll-Zinsfuß)
LCOE	Levelized Cost of Energy (Stromgestehungskosten)
mech.	mechanisch
PV	Photovoltaik
ORC	Organic Rankine Cycle
OPEX	Operation Expenditure (Betriebskosten)
TDS	Total Dissolved Solid
th	thermisch
SO	Solar Only Betrieb
ÜH	Überhitzung

1 Einleitung

Die Sicherstellung einer effizienten und nachhaltigen Energieversorgung gewinnt durch das zunehmende Umweltbewusstsein der Gesellschaft immer mehr an Bedeutung. Der stetig steigende Energiebedarf im Zusammenspiel mit der Verknappung von fossilen Energieträgern und dem Bevölkerungswachstum fördert die Bedeutung einer Energieversorgung aus regenerativen Quellen. Außerdem kann durch eine dezentrale Energieversorgung die Abhängigkeit der Staaten von spezifischen Rohstoff- bzw. Energieimporten einzelner Länder verringert werden. Allein im Jahre 2016 konnte die Energiebranche im Bereich der regenerativen Energien einen Anstieg der Kapazitäten um 161 GW weltweit verbuchen (REN21, 2017, S. 20). Dabei machten die Photovoltaik und die Windkraft den größten Anteil des Zuwachses aus. Schon dies verdeutlicht die Wichtigkeit dieser regenerativen Ressourcen für das zukünftige Energiesystem. Parallel zur stetigen Steigerung der Kapazitäten werden konsequenterweise neue Konzepte und Maßnahmen im Bereich des Energiemanagements und der Effizienzsteigerung von Anlagen entwickelt. Gerade eine Steigerung des Wirkungsgrades der Erzeugungsanlagen, die Ausnutzung von technisch möglichem Potential der Energieumwandlung und vor allem die Ausarbeitung von Konzepten zur intelligenten Kombination verschiedener Energiequellen ermöglichen eine effizientere Ausnutzung der vorhandenen Ressourcen. Solche Konzepte zur Effizienzsteigerung bieten sich im Besonderen für Technologien an, bei denen es Überschneidungen in der Stromgewinnung gibt. Zu nennen sind hier beispielsweise Geothermie- und Solarthermiekraftwerke ebenso wie fossile Dampfkraftwerke. Diese Technologien unterscheiden sich in der thermischen Energiegewinnung. Die elektrische Energieerzeugung hingegen beruht bei allen drei Technologien auf einem thermodynamischen Kraftwerkskreisprozess. Mit zunehmendem Ausbau der regenerativen Kapazitäten gewinnen die Solarthermie- und Geothermiedampfkraftwerke immer weiter an Bedeutung. Neben wirtschaftlichen und politischen Anreizen fördern im Besonderen Innovationen bei der Erschließung der Geothermie und der Flexibilisierung von Solarthermiekraftwerken den Ausbau an den weltweiten Kapazitäten (REN21, 2017, S. 22).

1.1 Problemstellung

Sowohl bei der Solarthermie als auch bei der Geothermie handelt es sich um etablierte Technologien mit zunehmender Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung. Bei beiden Technologien entspricht der Aufbau des Kraftwerkblocks auf dem eines fossilen Dampfkraftwerkes. Eine Unterscheidung findet sich in der thermischen Energiegewinnung. In einem Solarthermiekraftwerk wird das Sonnenlicht konzentriert und so ein Arbeitsmedium aufgeheizt. Bei der Geothermie wird durch Tiefenbohrungen die gespeicherte Wärme der Erde

nutzbar gemacht. Die Übertragung der thermischen Energie auf den anschließenden Dampfprozess erfolgt bei den kommerziellen Solarthermiekraftwerken und bei Niederenthalpie-Lagerstätten der Geothermie über einen Zwischenschritt. In Direktverdampfungsanlagen und bei Hochenthalpie-Lagerstätten wird der Dampf direkt genutzt, bzw. bei den Solarkraftwerken zunächst direkt erzeugt und genutzt.

In einem von der Forschungseinrichtung Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) durchgeführten Projekt eines Parabolrinnenkraftwerkes konnte, neben dem Prinzip der Direktverdampfung bei der Solarthermie, das Verfahren der solaren Überhitzung des Sattedampfes zur Erhöhung der Betriebstemperatur und der Energieeffizienz der Anlage erfolgreich demonstriert werden. In einem solchen Solarthermiekraftwerk wird das Trägermedium Wasser direkt in den Absorberrohren verdampft und in einem separaten Feld der Sattedampf überhitzt (Willwerth et al., 2016, S. 5). Die Nutzung des Verfahrens der solaren Überhitzung ist in der Theorie auch in Verbindung mit einem geothermischen Dampfkraftwerk möglich. Generell sind die Betriebstemperaturen in Geothermiekraftwerken vergleichsweise niedriger als bei gängigen fossilen Dampfkraftwerken. Der Kraftwerksblock bzw. die Turbine kann mit deutlich höheren Drücken und einer höheren Dampftemperatur beaufschlagt und dadurch die Effizienz des Kraftwerkes gesteigert werden. Denkbar ist hier ebenfalls eine vor die Turbine geschaltete solare Überhitzung durch Parabolrinnenkollektoren. Theoretisch wäre eine solche solare Überhitzung des Thermalfluides geeignet, überhitzten Dampf für ein Geothermiekraftwerk zu generieren. In der vorliegenden Arbeit wird neben einer Potentialstudie vor allem die Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Konzeptes zur Überhitzung des Thermalfluides eines geothermischen Dampfkraftwerkes mittels der linienfokussierenden Solarthermie betrachtet.

1.2 Zielsetzung & Vorgehensweise

Ziel der vorliegenden Masterarbeit ist eine Machbarkeitsanalyse des Konzeptes „Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung“ durchzuführen. Dazu sind die Möglichkeiten der Hybridisierung durch Überhitzung des Sattedampfes bei geothermischen Kraftwerken als Retrofit-Maßnahme abzuschätzen. Dieses erfolgt mit Hilfe einer geographischen Potentialstudie, der Konzeptionierung der Überhitzungsmöglichkeiten sowie einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Der allgemeine Fokus der Arbeit liegt vor allem auf der Konzeptionierung und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer solaren Überhitzung. Die Grundlage der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bilden die Stromgestehungskosten der Retrofit-Maßnahmen zur Hybridisierung eines bestehenden Geothermiekraftwerkes.

In geothermischen Dampfkraftwerken werden die Turbinen in der Regel mit ungereinigtem Sattedampf oder Wasserdampfgemisch direkt aus dem Erdreich beaufschlagt, um die Investi-

tionskosten, bedingt durch den einfachen Kraftwerksaufbau, möglichst gering zu halten. Daher ist zunächst zu überprüfen, ob die Receiverrohre der solaren Überhitzung technisch geeignet sind, ebenfalls mit ungereinigtem Dampf beaufschlagt zu werden oder ob Investitionen in einen Sekundärkreislauf aus wirtschaftlicher Sicht langfristig sinnvoller sind. Ferner ist zu berücksichtigen, dass an geothermischen Quellen auch Schwefeldämpfe auftreten, welche, auf Grund ihrer chemischen Aggressivität, die Lebenserwartung der Komponenten des Parabolrinnenkraftwerks senken. Sollten die Parabolrinnen nicht in ausreichender Entfernung aufgestellt werden können, ist eine Herabsenkung des Lebenszyklus der Rinnen bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit zu berücksichtigen. Auf Grundlage der technischen Machbarkeit werden verschiedene Möglichkeiten der Konzeptionierung einer Überhitzung bei Geothermiekraftwerken betrachtet.

Ein weiteres Augenmerk wird auf die Betrachtung der Verfügbarkeit der solaren Überhitzung gelegt. So ist die Stromerzeugung über die Geothermie weitestgehend tageszeitenunabhängig, die Solarthermie dagegen unterliegt naturgemäß solaren Einstrahlungsschwankungen. Daher ist die Integration eines Wärmespeichers und einer fossilen Zufeuerung im Gesamtkonzept zu evaluieren, um die Turbine gleichmäßig mit überhitztem Dampf zu versorgen. Dieses Konzept wird am Beispiel eines Geothermiekraftwerks vergleichend untersucht in den Varianten „reine fossile Überhitzung“ und „rein solar erzeugte Überhitzung“. Dafür werden mit Hilfe der vom DLR entwickelten Software Greenius jeweils technische Simulationen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Hinsicht auf die technischen Aspekte bezüglich der Energieeffizienz mit einem kommerziellen Geothermiekraftwerk (als Referenz) zu vergleichen.

Die Grundlage der Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Hybridkraftwerkes mit solarer Überhitzung bildet die in Greenius simulierte Ertragsprognose sowie die Stromgestehungskosten der Retrofit-Maßnahmen im Vergleich zum bestehenden Geothermiekraftwerk. Die notwendigen Daten, bzw. Abschätzung der Kraftwerksblockkosten eines geothermischen Dampfkraftwerkes liefert die Firma MAN Diesel & Turbo SE.

Die Masterarbeit zum Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung dient dem DLR als Vorstudie. Bisherige Forschung in diesem Bereich bezieht sich vor allem auf den Ausgleich von Leistungsverlusten, die durch die Überbeanspruchung des Reservoirs oder durch höhere Umgebungstemperaturen im Sommer bei luftgekühlten geothermischen Dampfkraftwerken bedingt sind (vgl. siehe Kapitel 5.2). Eine Überhitzung zur Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades sowie der Integration von thermischen Energiespeichern wird in den Studien nicht umfassend analysiert. Bei erfolgreicher Vorstudie könnte daraus ein Demonstrationsprojekt entstehen.

2 Technologische Grundlagen

Im nachfolgenden Kapitel erfolgt eine kurze Darstellung der technischen Grundlagen der Geothermie und der Solarthermie, die zum Verständnis der vorliegenden Masterarbeit dient. Dabei wird der Schwerpunkt auf die Technologien gelegt, die der elektrischen Energieerzeugung¹ in Dampfkraftwerken dienen.

2.1 Geothermie

Die Geothermie beschreibt eine emissionsarme und nachhaltige Primärenergieform der gespeicherten Wärmeenergie des Erdinneren. Durch die Unabhängigkeit der Reservoirs von Witterungsbedingungen kann die Nutzung der Geothermie als regenerative Energiequelle zur zukünftigen bedarfsgerechten Grundlastversorgung beitragen. Zudem hat der Klimawandel, gemäß dem heutigen Stand der Forschung, kaum Einfluss auf die Verfügbarkeit der geothermalen Quellen (Goldstein et al., 2011, S. 4; Rohloff & Kather, 2011, S. 4). Bei der Energiegewinnung wird die Geothermie in oberflächennahe Geothermie und Tiefengeothermie differenziert. Nachstehende Tabelle 2-1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie.

Tabelle 2-1: Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie (übernommen von: Goldstein et al., 2011, S. 7)

Ressource	Technologie	Temperaturen	Nutzungsart	
			Aktuell	Zukünftig
Oberflächennahe Geothermie (max. 400m Tiefe)	Erdkollektoren, Erdwärmesonden, Grundwasserbohrung	max. bis 25°C	direkte Wärmenutzung	
Petrophysikalische / petrothermale Systeme	Magma- Körper	H	-	Wärme &
	Enhanced Geothermal System	H, M	Prototypen	Strom- erzeugung
Hydrothermale Systeme	Hochdruckwasserzonen Dampfsysteme Heißwassersysteme	H, M & N	direkte Wärme- nutzung	Wärme & Strom- erzeugung
	Aquifere (wasserfüh- rende Schicht im Un- tergrund)	H, M & N	direkte Wärmenutzung und Stromerzeugung	
Weitere Nutzungsmöglichkeiten	Tiefe Erdwärmesonden, Energiepfähle, saisonale Speicherung, Aquiferspeicher, Grubenwärme, Tunnelwärme			

H: Hohe Temperatur (>180°C), M: Mittlere Temperatur (100°-180°C), N: Niedrige Temperatur (bis zu 100°C)

¹ Der Begriff „Energieerzeugung“ ist physikalisch nicht korrekt; Energie kann nicht erzeugt, sondern nur umgewandelt werden. Der Begriff der Energieerzeugung hat sich in der Energietechnik dennoch durchgesetzt, sodass dieser im weiteren Verlauf der Arbeit ebenfalls genutzt wird.

Bei der oberflächennahen Geothermie (max. bis 400 m Tiefe) wird die Erdwärme vor allem zur direkten Klimatisierung von Gebäuden genutzt. Größere Wärmemengen zur Versorgung von wärmeintensiver Industrie oder Beheizung von Wohngebäuden (Fernwärme) können über Erdwärmesonden aus 2 bis 3 km Tiefe gewonnen werden (Goldstein et al., 2011, S. 16). Diese Formen der Nutzungen der Erdwärme werden im Folgenden nicht weiter betrachtet, da die Technologien zur reinen Wärmegewinnung für die vorliegende Thesis nicht von Bedeutung sind.

2.1.1 Tiefengeothermie

Wie in der Abbildung 2-1 zu erkennen ist, erfolgt bei der Erschließung tief liegender Reservoirs eine Unterscheidung in hydrothermale und petrothermale Systeme. Abbildung 2-1 zeigt die unterschiedlichen Anwendungen der Geothermie ohne Berücksichtigung der weiteren Nutzungsarten aus Tabelle 2-1. Beide Systeme dienen sowohl der Wärmenutzung als auch der Stromgewinnung durch Energieumwandlung aus Thermalwasservorräten oder der gespeicherten Wärme des Tiefengesteins (Goldstein et al, 2011).

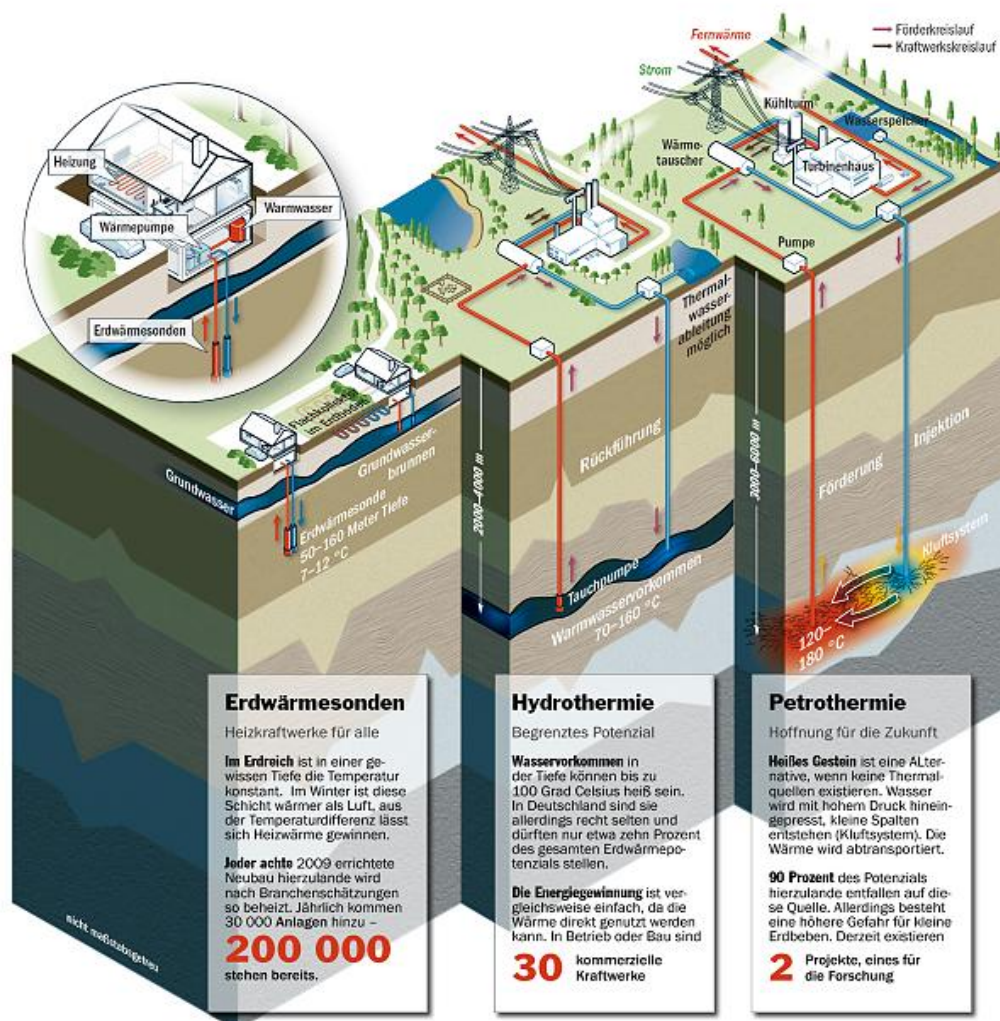


Abbildung 2-1: Einteilung Geothermie (Focus Online, 2011)

Bei hydrothermalen Systemen, wie in Abbildung 2-1 dargestellt, wird Thermalfluid über eine Förderbohrung in einer Tiefe von bis zu 3 km aus sogenannten Heißwasseraquiferen (Temperatur $\geq 150^{\circ}\text{C}$) gefördert. Dabei bestimmen die hydraulischen Bedingungen und die Temperatur des Reservoirs die Zusammensetzung des Thermalfluids. Nach dem Wärmeentzug wird das Wasser über ein zweites Bohrloch (Injektionsbohrung) wieder in die Entnahmeschicht verbracht. Die Dampfturbine wird entweder direkt mit dem Dampf aus dem „Erdreich“ beaufschlagt oder mit einem im Sekundärkreislauf zirkulierenden Medium. Die hydrothermale Geothermie ist bisher die einzige Technik der kommerziellen Strombereitstellung durch geothermische Dampfkraftwerke. Allerdings ist bei diesem System das Vorkommen von entsprechend temperierten Reservoirs ausschlaggebend und daher standortabhängig, d.h. auf bestimmte Regionen weltweit beschränkt. Eine Koppelung der Anlage zur Abwärmenutzung ist technisch ebenfalls möglich, hängt aber vom Wärmeenergiebedarf im Umfeld der Anlage ab (Goldstein et al, 2011, S. 7; Tester et al., 2006, S. 2f).

Bei dem petrophysikalischen, bzw. dem petrothermalen Verfahren wird die gespeicherte Wärme des heißen Tiefengesteins mit keiner oder nur sehr geringer Thermalfluidführung genutzt. Bei den Reservoirs handelt es sich um kristalline Gesteine oder dicht gelagerte Sedimentgesteine mit Temperaturen von $>150^{\circ}\text{C}$. Die Erschließung erfolgt über zwei oder mehrere Bohrungen bis zu Tiefen von 5-7 km. Über eine sogenannte Injektionsbohrung wird Wasser unter hohem Druck in die Gesteinsschicht injiziert. Durch dieses sogenannte hydraulische Fracking werden Scherspannungen im Gestein erzeugt und Strukturen künstlich aufgebrochen sowie bereits vorhandene Risse geweitet; ein Durchströmen des Wärmeträgermediums wird so ermöglicht. Das aufgeheizte Fluid zirkuliert dann über ein oder mehrere Förderbohrungen zur Stromerzeugung in Dampfturbinen. Besonders bei diesem Verfahren besteht noch Forschungs- und Optimierungsbedarf der Technologie. Bisherige Anlagen haben noch den Status der Prototypen bzw. von Versuchsanlagen. Allerdings wird dieser Technologie ein hohes Potential bezüglich der zukünftigen Stromversorgung zugeschrieben (Goldstein et al, 2011, S. 7f).

2.1.2 Aufbau eines Geothermiekraftwerkes

Geothermische Dampfkraftwerke zur Umwandlung der Wärmeenergie in Strom können grundsätzlich in drei Technologien unterteilt werden; den Dry Steam (Trockendampf), Flash Steam (Entspannungsdampf) und den Binary Cycle (Sekundärkreislauf) Kraftwerken. Der grundsätzliche Kraftwerksaufbau ähnelt dem der konventionellen Dampfkraftwerke und besteht aus einer Dampfturbine, dem Generator sowie einem Kondensator. Daneben bestehen geothermische Kraftwerke aus einer oder mehreren Produktionsbohrungen und Injektionsbohrung (Brüggemann & Heberle, 2014).

Das herkömmliche und kostengünstigste Prinzip der geothermischen Stromerzeugung ist das sogenannte Trockendampfkraftwerk. Dabei wird der aus den geothermischen Aquiferen geförderte Dampf mit Temperaturen von mindestens 235°C direkt in die Turbine geleitet. Daher sind bei diesem Prinzip hohe Temperaturen und Druck im Reservoir notwendig, was die Standortsabhängigkeit dieser Variante der geothermischen Energieerzeugung deutlich erhöht (Goldstein et al., 2011, S. 14; Gehringer & Loksha, 2012, S. 33).

Bei Trockendampfanlagen kommen einfache Standardanlagen, bzw. Turbinen zum Einsatz, da die Komponenten mit dem ungereinigten, direkt aus dem Erdreich kommenden Dampf beaufschlagt werden um Investitionskosten einzusparen. Dabei ist zu beachten, dass die Zusammensetzung des Thermalfluides und die Betriebsführung einen Einfluss auf die Lebenserwartung der einzelnen Komponenten haben. Eine nähere Betrachtung des Thermalfluides erfolgt im Kapitel 5 zur technischen Machbarkeit eines Hybridkraftwerkes Geothermie.

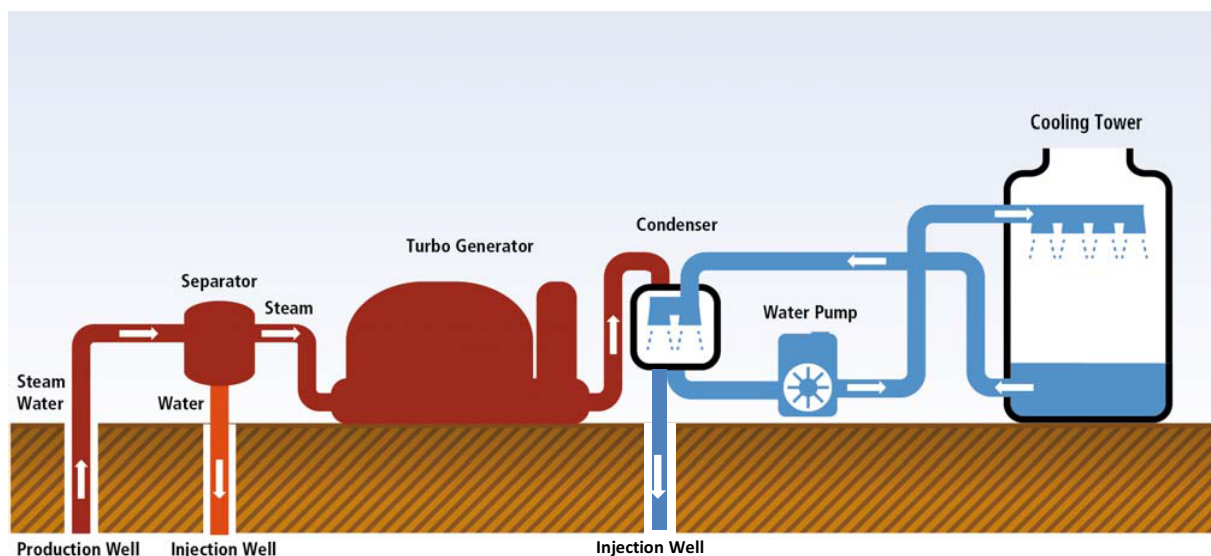


Abbildung 2-2: Aufbau Single Flash Steam Kraftwerk (Goldstein et al., 2011)

Eine weitere Bauart der geothermischen Dampfkraftwerke sind die Single oder Double Flash Steam Anlagen, sogenannte Entspannungs-dampfanlagen. Wie in Abbildung 2-2 zu sehen ist, wird bei den Flash Steam Anlagen Wasser bzw. Thermalfluid unter hohem Druck aus dem Erdreich gefördert, in einen Separator / Entspannungstank geleitet und durch Entspannung Sattedampf erzeugt. Der fluide Anteil wird danach wieder über die Injektionsbohrung ins Erdreich geleitet. Mit dem Sattedampf wird nun die Turbine beaufschlagt und die Wärmeenergie in elektrische Energie umgewandelt. Im Kondensator wird der Dampf kondensiert und ebenfalls wieder in das Erdreich geleitet. Die Sole aus dem Separator kann zu Heizzwecken, Kühlung oder Ähnlichem genutzt werden. Dieses Verfahren findet dann Anwendung, wenn es sich bei dem geförderten Thermalfluid um Nassdampf handelt. Durch Entspannung und der Separation des Thermalfluides wird dann Sattedampf erzeugt (Gehringer & Loksha, 2012, S. 33f; Brüggemann & Heberle, 2014, S. 690). Der Unterschied zum Trockendampfkraftwerk

besteht in der geförderten Dampfphase, d.h. in der Temperatur und Druck des Thermalfluides. Der Kraftwerksblock ist bis auf den notwendigen Entspannungstank gleich dem einer Trockendampfanlage.

In einem sogenannten Double-Flash-Steam-Kreislauf wird die Sole aus dem Erdreich durch mehrere Separatoren jeweils auf unterschiedliche Drücke gebracht und über mehrere Eintrittsstellen je nach Druck in die Turbine geleitet. Dadurch kann ein besserer Wirkungsgrad des Kraftwerkes erreicht werden, d.h. eine bessere Ausnutzung der thermischen Energie des geothermalen Reservoirs. Allerdings erfordert diese Art der Nutzung durch die zusätzlich notwendigen Anlagenkomponenten auch höhere Kapitalkosten. Daher ist die Wirtschaftlichkeit eines solchen Kraftwerkes je nach geothermischen Potential standortspezifisch abzuwägen. Die Flash Steam Anlagen sind im Allgemeinen für Betriebstemperaturen von $\geq 150^{\circ}\text{C}$ ausgelegt (Goldstein et al., 2011, S. 14; Tester et al., 2006, S. 23ff).

Um Strom aus geothermischen Reservoirs mit geringen bis mittleren Temperaturen (70°C - 170°C) zu erzeugen, wird das Prinzip eines Sekundärkreislaufes über einen Organic Rankine Cycle (ORC) oder Kalina Prozess angewendet. Dabei wird das Thermalfluid, wie in Abbildung 2-3 dargestellt, über einen Wärmeübertrager geleitet und erhitzt dort das Wärmeträgermedium des Sekundärkreislaufes. Dieses Arbeitsmittel hat einen niedrigeren Siedepunkt als Wasser, verdampft im Wärmeübertrager und treibt die Turbine an. Die Abwärme im Kondensator kann ebenfalls zur Fernwärmeerzeugung, d.h. Klimatisierung von Gebäuden herangezogen werden (Goldstein et al., 2011, S. 14).

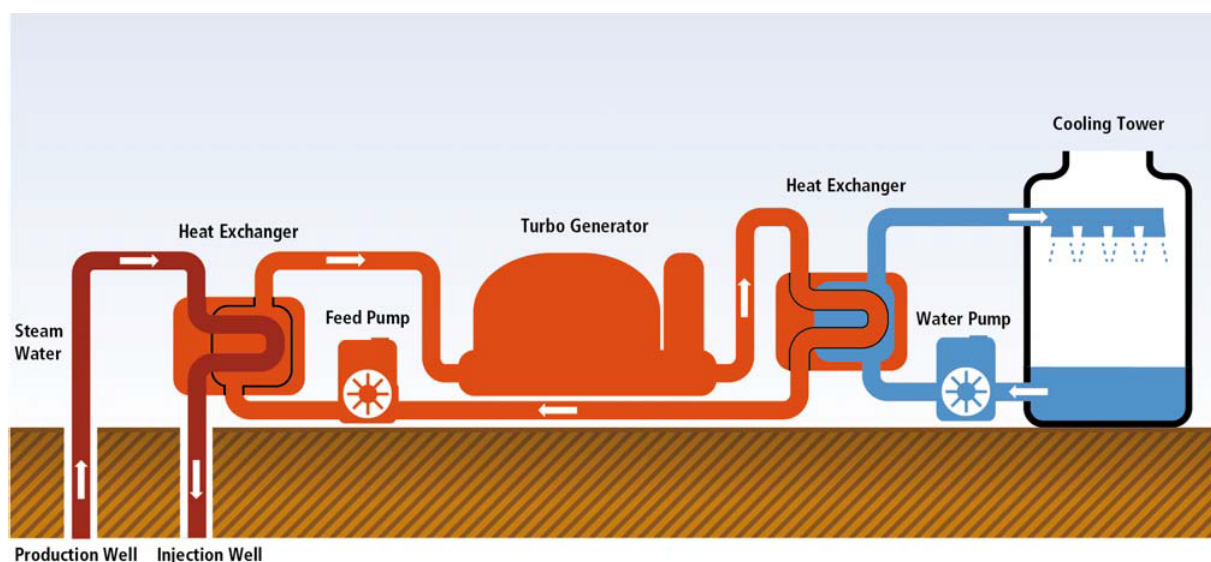


Abbildung 2-3: Aufbau Binary Cycle Anlage (Goldstein et al., 2011)

Der Vorteil von Binary Cycle Anlagen besteht außer in der Möglichkeit einer Stromgewinnung aus Niederenthalpie-Lagestätten auch in der geringen Kontamination der Anlagenkomponenten. Lediglich der Wärmeübertrager ist den komplexen chemischen Bedingungen des

Thermalfluides ausgesetzt. Ferner gibt es bereits intelligente Konzepte zu einer Kombination der dargestellten Technologien, die der Einsatzflexibilisierung und Energieeffizienz sowie einer besseren Abdeckung eines größeren Temperaturbereichs der Ressourcen dienen (Goldstein et al, 2011, S. 14; Tester et al., 2006, S. 24f).

2.2 Solarthermie

Die Solarenergie kann ähnlich wie die geothermale Ressource als thermische Energiequelle zur direkten Wärmebereitstellung und der Stromerzeugung in konventionellen Dampfkraftwerken genutzt werden. Bei der direkten Nutzung der thermischen Solarenergie wird das in den Absorberrohren der Kollektoren zirkulierende Wärmeträgermedium durch die solare Einstrahlung erwärmt. Die so gewonnene thermische Energie kann zur Gebäudeklimatisierung oder Warmwasserbereitstellung genutzt werden (Arvizu et al., 2011, S. 346). Wie bereits bei der Geothermie findet diese Form der thermischen Energiegewinnung durch nicht konzentrierte Solarthermiekollektoren im Umfang dieser Arbeit keine weitere Betrachtung, da durch das geringe Temperaturniveau diese Form der Technik nicht zur Stromerzeugung, bzw. zur solaren Überhitzung in einem Hybridkraftwerk Geothermie genutzt werden kann.

In solarthermischen Kraftwerken wird die direkte solare Strahlung über Spiegelkollektoren auf einen Absorber konzentriert, durch das ein Wärmeträgermedium geleitet wird. Im anschließenden Dampfkraftwerk wird die thermische Energie des Wärmeträgermediums in elektrische Energie umgewandelt. Dabei unterscheiden sich die Kollektoren je nach Technologie in Form und Anordnung. Die Technologien von konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken werden in linienfokussierende und punktfokussierende Systeme unterteilt (Arvizu et al., 2011, S. 355).

Zu den linienfokussierenden Systemen zählen die Fresnel-Kollektoren und die Parabolrinnen. Bei diesen Kraftwerken wird die solare Direkteinstrahlung entlang einer Brennnlinie fokussiert und es könnten theoretisch Betriebstemperaturen von 700°C erreicht werden (Richter et al., 2009, S. 13). Diese theoretischen Betriebstemperaturen sind durch das eingesetzte Wärmeträgermedium begrenzt. Bei den Parabolrinnen handelt es sich um Kollektoren mit parabolförmigem Querschnitt, die entsprechend dem Sonnenstand nachgeführt werden, um die Strahlung optimal entlang der Brennnlinie auf das Receiverrohr zur Erhitzung des Wärmeträgers im Rohr zu konzentrieren. Eine etwas kostengünstigere Alternative bieten die Fresnel-Kollektoren, bei denen das Spiegelsystem aus schmalen, bodennahen Facetten besteht und das Sonnenlicht auf einen feststehenden Receiver konzentriert wird. Die kostengünstige Bauweise zieht aber auch Nachteile im Jahresertrag eines solchen Kraftwerkes nach sich. So ist der Jahresertrag im Vergleich zu einem Parabolrinnenkraftwerk gleicher Kapazität deutlich geringer, da die Leistungszufuhr unregelmäßiger ist und größere Verluste von Ab-

sorption und Streuung der solaren Strahlung auftreten (Buck, 2015, S. 141; Pitz-Paal et al., 2013, S. 6ff). Die Abbildung 2-4 gibt einen Überblick über die verschiedenen Technologien der konzentrierten Solarthermie.

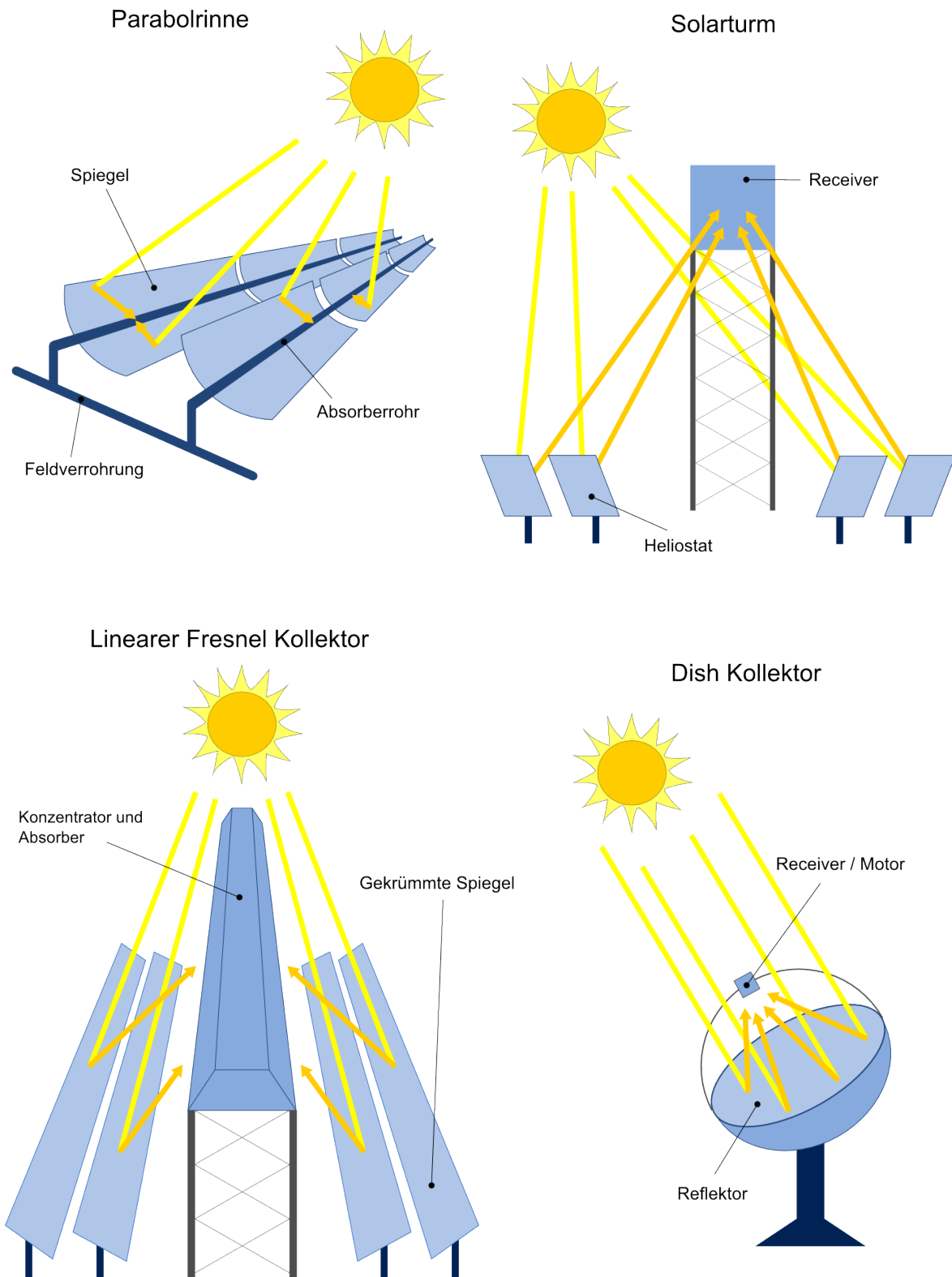


Abbildung 2-4: Schematische Darstellung der verschiedenen Solarthermie Kollektoren[®]DLR

Mit den punktfokussierenden Systemen, wie dem Solarturm und den Paraboloid- /Dish- Anlagen, können höhere Betriebstemperaturen und höhere Wirkungsgrade erzielt werden. Dabei wird die direkte Solarstrahlung auf einen Punkt konzentriert. Bei einer Solarturm-Anlage werden die sogenannten Heliostate so nachgeführt, dass das Sonnenlicht auf die Spitze des Turmes reflektiert und absorbiert wird und sich das Wärmeträgermedium erhitzt. Bei den Parabolspiegeln wird das Sonnenlicht auf den im Brennpunkt liegenden Absorber reflektiert und ein Stirling Motor angetrieben (Arvizu et al., 2011, S. 356f; Buck, 2015, S. 140f). Durch die konzentrierenden Solarthermiekraftwerke kann die Solarenergie zur Erzeugung von Strom (im weiteren Verlauf mit CSP aus dem englischen Concentrated Solar Power bezeichnet), Wärme, Kälte, solaren Brennstoffen und zur Wasserreinigung genutzt werden. Die Technologien der CSP arbeiten in Regionen mit hoher direkter solarer Einstrahlung wirtschaftlich und effizient (Pitz-Paal et al., 2013, S. 6ff).

2.2.1 Parabolrinnenkraftwerk

Die linienfokussierende Parabolrinnen-Kollektortechnik ist die kommerziell am meisten genutzte Technologie der solarthermischen Kraftwerke. Grundsätzlich bestehen solche Kraftwerke aus den parabolischen Solarkollektoren, den Absorberrohren und dem Dampfkraftwerk. Über die parabolischen Spiegel wird das Sonnenlicht um das 70-100-fache entlang der Brennlinie auf das Absorberrohr konzentriert, um so das Wärmeträgermedium zu erhitzen (Buck, 2015, S. 140; Pitz-Paal et al., 2013, S. 4ff). Das Wärmeträgermedium, meist Thermoöl, wird durch die Absorberrohre geleitet und durch die Wärmeleitung der Rohrwände erhitzt. Die thermische Energie wird über einen oder mehrere Wärmeüberträger auf den Sekundärkreislauf, den anschließenden Dampfkraftprozess, übertragen. Der so erzeugte Dampf wird in einer Turbine entspannt, anschließend kondensiert und über den Speisewasserbehälter wieder dem Kreislauf zugeführt (International Energy Agency, 2010, S. 11f).

Eine Erhöhung des Wirkungsgrades eines solarthermischen Dampfkraftwerkes ist durch eine Zwischenüberhitzung im Dampfkraftprozess erreichbar. Um die Turbine möglichst durchgängig mit gleichen Dampfparametern zu beaufschlagen, ist es möglich, das solarthermische Kraftwerk mit einem konventionellen Energieträger zu kombinieren, um solare Fluktuationen, d.h. Tage mit geringer solarer Einstrahlung und Nachtzeiten auszugleichen. Die Integration von thermischen Energiespeichern ermöglicht zudem eine bessere Bedarfsanpassung, d.h. eine stärkere Flexibilisierung des Kraftwerkes (Pitz-Paal et al., 2013, S. 6ff; IRENA, 2012, S. 4f). Bei größeren thermischen Energiespeichern kann die Betriebszeit des Kraftwerkes ohne z.B. einem fossil gefeuerten Backup-System über die Nacht hinaus verlängert werden (Pitz-Paal et al., 2013, S. 9). Der Einsatz eines Wärmespeichers im Hybridkraftwerk Geothermie, wird in der vorliegenden Thesis näher diskutiert, um die überhitzten Dampftemperatur am Eintritt in die Turbine während der Nachtzeiten zu halten.

2.2.1.1 Thermoöl und Flüssigsalze

Bei dem gängigsten Wärmeträgermedium in den Receiverrohren handelt es sich um synthetisches flüssiges Thermoöl. Die heute üblicherweise im Einsatz befindlichen Thermoöle sind bis maximal 400°C chemisch stabil. Bei Überschreitung der kritischen Temperatur treten chemische Zersetzungsprozesse auf und verringern durch Zusetzung der Rohre den Lebenszyklus der gesamten Anlage. Zudem ist das Thermoöl in den Rohren bei geringeren Temperaturen vor der Erstarrung durch die gespeicherte Wärmemenge des im System integrierten Wärmespeichers oder durch fossile Zufeuerung zu schützen. Das synthetisch hergestellte Thermoöl kann auch als Speichermaterial eingesetzt werden. Um eine Verdampfung des Thermoöls zu verhindern, muss das gesamte System unter Druck geführt werden (Kaltschmitt et al., 2013, S. 276).

Als weiteres, sich allerdings noch in der Entwicklung befindendes Wärmeträgermedium wird der Einsatz von Flüssigsalzen in Parabolrinnen untersucht. Dadurch ließe sich eine Betriebstemperatur von bis zu 550°C erreichen. Durch Einsatz von Flüssigsalzen in den Parabolrinnenkraftwerken kann der Kraftwerksaufbau deutlich vereinfacht werden, denn Flüssigsalze könnten sowohl als Arbeits- als auch Speichermedium eingesetzt werden. Hauptbestandteil der Salze sind Natriumnitrat und Kaliumnitrat. Nachteilig beim Einsatz von Salzen ist die hohe Erstarrungstemperatur. Ein Unterschreiten der Schmelztemperatur sollte in einem solchen Kraftwerk durch verschiedene Regelungskonzepte verhindert werden. Dabei kommt die Nutzung der Wärmemenge im Speicher oder eine fossile Zufeuerung zum Erhalt des Temperaturniveaus in Betracht. Der Einsatz von Salzen in Parabolrinnenkraftwerken befindet sich jedoch noch in der Testphase (Kaltschmitt et al., 2013, S. 276).

Um höhere Temperaturen zu erzielen und die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, kann in den Receiverrohren auch das Wasser direkt verdampft werden. Durch den Einsatz einer Direktverdampfung und von Flüssigsalzen ist eine Senkung der Kosten der Anlage um 15-20 % möglich (Pitz-Paal et al., 2013, S. 8; Arvizu et al., 2011, p. 355).

2.2.1.2 Direktverdampfung und solare Überhitzung

Mit der sogenannten solaren Direktverdampfung (DSG: Direct Steam Generation) wird bereits in den Receiverrohren des solarthermischen Kraftwerkes der Dampf erzeugt. Dadurch können deutlich höhere Betriebstemperaturen des Frischdampfes erzielt und Wirkungsgradverluste durch die Wärmeüberträger vermieden werden. Darüber hinaus können Investitionskosten für die Komponenten eines Sekundärkreislaufes eingespart werden. Allerdings werden durch die DSG höhere technische Anforderungen an das Rohrleitungssystem gestellt. Im Vergleich zu dem herkömmlichen Thermoölssystem bedarf es bei Direktverdampfung eines höheren Druckes innerhalb der Rohrleitung. Dies erfordert insgesamt höhere In-

vestitionskosten. Weitere Anforderungen ergeben sich durch die zweiphasige Strömung und den damit einhergehenden Konzepten zur Regelbarkeit der solarthermischen Anlagen sowie durch die daraus resultierenden thermomechanischen Belastungen der Rohrleitung. So ist der Wärmeübergang von der Rohrwand zur Dampfphase deutlich schlechter als der zur Flüssigkeit, was gerade bei der fluktuierenden Solarstrahlung eine Herausforderung an die Anlagen stellt (Pitz-Paal et al., 2013, S. 8).

Zur Umsetzung der Direktverdampfung stehen derzeit drei verschiedene Konzepte zu Verfügung. Grundsätzlich wird in der DSG Anlage das Speisewasser erhitzt und verdampft. In einer Neuentwicklung wird zusätzlich dazu der Sattedampf in einem separaten Solarfeld überhitzt. In der einfachsten Bauweise, dem Durchlaufkonzept, erfolgt die Erhitzung, Verdampfung und Überhitzung im gleichen Loop des Solarfeldes. Dieses System ist auf Grund der Einfachheit in den Investitionskosten günstiger als die anderen beiden Konzepte. Allerdings unterliegt dieses System thermomechanisch den höchsten Belastungen gerade dadurch, dass als einzig regelbare Größe der Speisewassermassenstrom dient. Daher kann trägheitsbedingt nur sehr langsam auf wechselnde Einstrahlungsbedingungen reagiert werden. Im Rezirkulationskonzept wird das Solarfeld zweigeteilt. Im ersten Abschnitt wird das Wasser verdampft und in eine Dampftrommel geleitet. In dieser wird der Nassdampf separiert; der Sattedampf wird in dem zweiten Abschnitt der Anlage überhitzt, das Kondensat wird zurück in das sogenannte Verdampferfeld eingespeist. Dieses Konzept erfordert allerdings weitere Investitionen in Dampftrommel, Rezirkulationspumpe und Leitungssysteme. Es können bei diesem Konzept durch die Trennung von Verdampfung und Überhitzung die Dampfparameter besser geregelt werden als im Durchlaufkonzept und dies kann den Wirkungsgrad der Anlage steigern. Eine weitere Möglichkeit zur besseren Regelung der Dampfparameter besteht über das Einspritzkonzept, bei dem an mehreren Stellen im Loop kaltes Speisewasser eingespritzt werden kann, um Temperatur und Druck in den Rohren durch Einstrahlungsschwankungen konstant zu halten. Der finanzielle Aufwand ist dabei nicht unerheblich und ausschlaggebend für das gewählte Prinzip (Zarza et al., 2002, S. 127f; Eck & Steinmann, 2001, S. 1).

2.2.2 Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerkes

Die Beschreibung des Aufbaus eines Parabolrinnenkraftwerkes mit Direktverdampfung, solarer Überhitzung und thermischem Energiespeicher erfolgt am Beispiel des kommerziellen Kraftwerks TSE1 in Kanchanaburi, Thailand. Dieses Kraftwerk ist das erste solarthermische Kraftwerk, bei dem eine solare Überhitzung integriert, realisiert und bereits in Betrieb ist. Der Aufbau dieses solarthermischen Kraftwerkes erfolgte im Rezirkulationsprinzip. Als thermischer Energiespeicher, also zum Ausgleich von solaren Einstrahlungsschwankungen, dient neben einem sogenannten Drain Tank und Overnigh-tank auch die Dampftrommel.

Durch die eingetragene Sonnenenergie wird das Wasser in Absorberrohren verdampft. Bei höherem Bedarf und geringerer Einstrahlung dient die integrierte Dampftrommel als sogenannter Ruthspeicher (Dampfspeicher). Dabei ist der Dampfdruck in der Trommel höher als der in der Turbine, sodass durch den Druckabfall nachverdampft werden kann. Auf Grund des notwendigen Druckgefälles zur Nachverdampfung reicht die Dampftrommel im TSE1 Kraftwerk nur zur Überbrückung der thermischen Erzeugungsschwankungen bei Wolken-durchzug.

Diese Dampftrommeln ist parallel zum Verdampferfeld integriert und kann so einen stabilen Betrieb der Anlage gewährleisten. Abbildung 2-5 zeigt das direktverdampfende Kraftwerk in Kanchanaburi. Wie in der Abbildung 2-5 dargestellt, sieht man die Unterteilung des Verdampfungs- und des Überhitzungsfelds. In den Solarfeldern sind die Loops der Parabolrinnen parallel zueinander angeordnet. Im sogenannten Verdampferfeld wird das Speisewasser erhitzt und verdampft. Der erzeugte Nassdampf wird dann über eine Dampftrommel geleitet, von der Sattedampf in das Überhitzerfeld und das Kondensat wieder in das Verdampferfeld gefördert wird. Im Überhitzerfeld wird der Sattedampf überhitzt. Die Frischdampf-temperatur kann über die Einspritzung geregelt werden. Der heiße Dampf wird dann in die Turbine geleitet und entspannt. Über Turbine und Generator wird die thermische Energie in elektrische umgewandelt und kann ins Netz geleitet werden (Willwerth et al., 2016).



Abbildung 2-5: Parabolrinnenkraftwerk mit Überhitzerfeld in Kanchanaburi © DLR

3 Methodik

Zum Verständnis des nachfolgenden Teils der Masterarbeit wird hier kurz die allgemeine Methodik erläutert, die der Potentialstudie, der Konzeptionierung und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu Grunde gelegt wird. Auf die Berechnungsgrundlage der verwendeten Simulationsprogramme wird in Kapitel 6 näher eingegangen.

Bei der Potentialanalyse ist eine genaue Eingrenzung des zu betrachteten Potentials vorzunehmen. Grundsätzlich wird eine Potentialstudie in vier verschiedene Kategorien unterschieden: theoretisches, geographisches, technisches und ökonomisches Potential. In der vorliegenden Masterarbeit erfolgt zur Potentialstudie eine Literaturanalyse zu dem definierten technischen Potential der geothermischen Stromerzeugung und konzentrierenden Solarthermie, ohne sozioökonomischen und gesellschaftlichen Faktoren zu berücksichtigen. Nach der Darstellung des technischen Potentials der jeweiligen Technologie im Einzelnen erfolgt eine Analyse zum geographischen Potential beider Ressourcen. Diese Analyse basiert auf thematischen Weltkarten, die das entsprechende Potential an Wärmestromdichte für die Geothermienutzung und der direkten Solarstrahlung für die Nutzung der Solarthermie zeigen. Auf dieser Basis werden die Regionen herausgestellt, die sich durch hohe Potentiale an beiden Ressourcen auszeichnen. Einschränkungen der verfügbaren Flächen durch die Geländebeschaffenheit werden für die jeweiligen genannten Regionen abgeschätzt. Auf Grund der Fokussierung auf die Konzeptionierung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die Potentialanalyse auf das geographische Potential eines Hybridkraftwerkes Geothermie in Kombination mit Solarthermie beschränkt. Die technischen und ökonomischen Faktoren, die das Potential weiter einschränken, können hier nicht vertieft berücksichtigt werden, da diese Weitung den Umfang dieser Arbeit sprengt.

Nach dem Abschluss der Studie zu dem geographischen Potential zu einem Hybridkraftwerken aus Geothermie und Solarthermie wird auf die technische Machbarkeit eines solchen Konzeptes eingegangen. Hierzu erfolgt eine Literaturanalyse zu dem Stand der Forschung und den Möglichkeiten der Direktverdampfung mit Thermalfluid als Arbeitsmedium. Die Möglichkeiten zur Konfigurationen einer solaren Überhitzung in einer Binary Cycle Geothermie Anlage werden anschließend aus technischer Sicht kurz diskutiert. Diese Analyse bildet die Basis der Auslegung der solaren Überhitzung als Retrofit-Maßnahme bei einem bestehenden Flash Steam Kraftwerk.

Danach wird ein geothermisches Dampfkraftwerk definiert und eine Überhitzung entsprechend der gewünschten Dampftemperatur dimensioniert. Die Daten zum geothermischen Dampfkraftwerk basieren auf Angaben zu Frischdampfparametern als auch auf Schätzungen der MAN Diesel & Turbo SE zu einem bestehenden Geothermiekraftwerk. Diese Daten zum

Kraftwerk dienen, bei Einbau einer Überhitzung, der technischen Beurteilung der Energieeffizienz als Referenz. Mit Hilfe dieser Angaben werden die für diese Arbeit relevanten kraftwerkstechnischen Berechnungen durchgeführt.

Auf Grund fehlender spezifischer Daten eines bestehenden Geothermiekraftwerks wird für die vorliegende Betrachtung ein theoretisches Kraftwerk am Standort in Kalifornien USA berechnet. Die Zustandsgrößen an der Förderbohrung werden entsprechend der Wasser-/Dampf-Verhältnisse eines vergleichbaren bestehenden Single Flash Steam Kraftwerkes angenommen. Den Berechnungen des Primärkreislaufes des Geothermiekraftwerks wird die Wasser/Dampf Stofftafel zu Grunde gelegt. Dies entspricht einer vereinfachten Annahme, da keine spezifischen Daten zu dem Thermalfluid des betrachteten Kraftwerkes vorliegen. Ferner wird ein grundlegender Aufbau des Kraftwerks angenommen, der mit dem Aufbau eines Geothermiekraftwerks aus Kapitel 2.1.2 vergleichbar ist. Die Kennlinie des bestehenden Kraftwerkes wird in der Simulationssoftware EBSILON® Professional modelliert, parametrisiert und simuliert. Die Berechnung des Geothermiekraftwerks in EBSILON wird in dem sogenannten Design Mode, d.h. unter Volllast berechnet. In das bestehende Kraftwerksmodell wird dann die solare Überhitzung als Anwendungsbeispiel modelliert und ebenfalls in EBSILON simuliert. Dadurch ist eine Beurteilung über das Verhalten des Kraftwerkes mit überhitzten Betriebstemperaturen möglich. Auf Basis des Designprofils wird ein Unterprofil angelegt und ein Regler bei der Überhitzung eingebaut. Dieser wird mit Hilfe eines Excels-Tools aufgerufen, um das Teillast Verhalten des Kraftwerks durch die Veränderung des Massenstroms der Überhitzung, also einer Veränderung der Energiezufuhr des Solarfeldes, zu erhalten. Zudem wird das Verhalten des Kraftwerkes bei 0%, 50% und 100% Luftfeuchtigkeit und den Temperaturen 0°, 15°, 30° sowie 45°C über das Excel-Tool und das Kraftwerksmodell in EBSILON berechnet. Die daraus resultierende Kraftwerkscharakteristik wird in der Simulationssoftware Greenius zur Berechnung des Projektes geladen. Diesen Berechnungen liegt eine konstante thermische Energiegewinnung der Geothermiequelle zu Grunde.

Mit Hilfe der Kraftwerkscharakteristik ist eine Beurteilung über den jeweiligen Wirkungsgrad bei unterschiedlichen Überhitzungsverhältnissen möglich. Die so generierte Kraftwerkscharakteristik dient als Berechnungsgrundlage der Jahresprognose basierend auf meteorologischen Daten des Standortes in der Simulationsumgebung Greenius. Für die nachfolgende Simulation ist eine stündliche Auflösung der Ertragssimulation zur Grunde gelegt. Dem Programm Greenius wird die Generatorleistung, Eintritts- und Austrittstemperatur am Solarfeld sowie der Eigenverbrauch des Kraftwerksblocks übergeben. Nachstehende Optionen werden zur Beurteilung eines Überhitzungskonzeptes bei Geothermiekraftwerken betrachtet.

- Option A: Geothermie mit fossilem Kessel zur konstanten Überhitzung

- Option B: Geothermie mit Solarfeld und integriertem Speicher also einer fluktuierenden Überhitzung
- Option C: Geothermie mit Solarfeld, integriertem thermischen Energiespeicher und einem fossilen Kessel zur konstanten Überhitzung

Mit der Betrachtung der unterschiedlichen Optionen ist eine vergleichende ökonomische Beurteilung eines Konzeptes der fossilen, solaren und kombinierten Überhitzung bei Geothermiekraftwerken im Hinblick auf die Stromgestehungskosten möglich. Bei den Optionen A & C wird ein Lastgang in Greenius mit einer elektrischen Leistung von 6,9 MW definiert. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der grundsätzlichen Konzeptionierung und Bewertung des Betriebsverhaltens eines Hybridkraftwerks Geothermie mit solarer Überhitzung. Daher können Betrachtungen zur Optimierung der Auslegung eines solaren Überhitzerfeldes, bzw. des Hybridkraftwerkes mit thermischem Speicher und fossilem Zusatzkessel, die aufbauend auf dieser Arbeit sicher von großer Bedeutung wären, im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgenommen werden.

Mit der Software Greenius ist neben der Simulation zum Betriebsverhalten auch eine ökonomische Auswertung des Projektes, also der Retrofit-Maßnahme bei einem Geothermiekraftwerk möglich. Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse ist zu berücksichtigen, dass durch Überhitzung des Sattedampfes Umrüstungsmaßnahmen wie eine Erneuerung der Dampfturbine notwendig ist, da die vorhandene Sattedampfturbine nicht für die überhitzten Dampfparameter ausgelegt ist. Wird die vorhandene Turbine mit überhitztem Dampf beaufschlagt, ist mit einer deutlichen Wirkungsgrad- und Lebenszyklusverschlechterung zu rechnen. Daher wird bei der Betrachtung der drei Konzepte der Einsatz einer neuen Turbine, bzw. des gesamten Kraftwerksblocks mit zu Grunde gelegt. Für das Geothermie Referenzkraftwerk wird ebenfalls zur Wiederherstellung der Produktionskapazität und der hohen Belastung durch das Thermalfluid von einer Investition in einen neuen Kraftwerksblock ausgegangen. Dadurch wird so auch eine Vergleichbarkeit der Retrofit-Maßnahme einer Überhitzung bei Geothermiekraftwerken hergestellt. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Konzeptes zur solaren Überhitzung bei Geothermiekraftwerken erfolgt eine kurze Literaturanalyse der Investitionskosten und Betriebskosten bei Geothermie und konzentrierender Solarthermie. Ferner werden die kommerziellen Stromgestehungskosten bei Geothermie- und Solarthermiekraftwerken herausgestellt.

Auf Basis der Darstellung der kommerziellen Investitionskosten und Betriebskosten werden die kostentechnischen Annahmen für das Referenzkraftwerk und für die Konzeptionierung des Hybridkraftwerks dargelegt. Zusätzlich dazu werden Annahmen zur Diskontierung, zum Zinssatz und zur Finanzierung der Retrofit-Projekte getroffen. Über die jährliche Ertragsprognose werden die Stromgestehungskosten der Optionen in Greenius ermittelt. Anhand

der Stromgestehungskosten kann die Hybridisierung als Retrofit-Maßnahme an einem Geothermiekraftwerk aus wirtschaftlicher Sicht beurteilt werden. In der abschließenden Sensitivitätsanalyse werden die Einflussfaktoren auf die Ergebnisse der Berechnungen sowie deren Bedeutung herausgearbeitet.

4 Potentialstudie

In diesem Kapitel erfolgt eine Betrachtung des global definierten technischen Potentials für Geothermie und Solarthermie. Im Anschluss dazu erfolgt eine Darstellung der quantitativen Potentialstudie für Hybridkraftwerke aus Geothermie und konzentrierender Solarthermie.

4.1 Potential der Geothermie

Die Geothermie zählt zu den Ressourcen mit praktisch gesehen unerschöpflichem Potential unter der Berücksichtigung eines standortabhängigen und vor allem nachhaltigen Ressourcenmanagements. Eine Beurteilung des geothermischen Potentials basiert auf der im Erdinneren gespeicherten thermischen Energie. Diese thermische Energie entsteht durch den Zerfall von radioaktiven Elementen. Der terrestrische Wärmestrom, also der gerichtete Wärmetransport wird durch Konvektion und Konduktion an die Oberfläche getragen. Das technische und wirtschaftliche Potential der Geothermie hängt von vielen verschiedenen Faktoren, wie den „Dampfparametern“ Temperatur und Druck, sowie der chemischen Zusammensetzung des Thermalfluides ab (Stober et al., 2010, S. 7; Rohloff & Kather, 2011, S. 5).

Der durchschnittliche weltweite Temperaturgradient, der im Zusammenhang mit Geothermie genannt wird, ist die Temperaturzunahme von 3 K pro 100 m Tiefe. Eine geothermische Stromgewinnung rentiert sich wirtschaftlich erst ab Temperaturen von 100°C (Rohloff & Kather, 2011, S. 5). In einigen Regionen der Welt treten jedoch geothermische Anomalien auf, die sich durch einen höheren Anstieg der Temperatur mit zunehmender Tiefe auszeichnen. Sie finden sich in vulkanisch aktiven Regionen oder in der Nähe von tektonischen Platten Grenzen. Diese tektonischen Schwächezonen werden als Hochenthalpie-Lagerstätten bezeichnet und zeichnen sich durch sehr heiße Aquifere und/oder Dampf nahe der Erdoberfläche aus. Neben Hochenthalpie-Lagerstätten finden sich die sogenannten Niederenthalpie-Lagerstätten, die ebenfalls zur Stromerzeugung genutzt werden können, allerdings nur unter höheren wirtschaftlichen Kosten und technischen Risiken bei der Erschließung. Neben den Temperaturen haben die geologische Bedingungen, sowie die damit einhergehenden thermophysikalischen und hydraulischen Eigenschaften, wie die Permeabilität und Transmissivität einen Einfluss auf die Nutzung der Lagerstätte und den Betrieb der Anlage (Stober et al., 2010, S. 7; Goldstein et al., 2011, S. 9).

Berechnungen ergeben ein theoretisches Potential der Geothermie in 3 km Tiefe von insgesamt etwa $42,67 \times 10^6$ EJ. Davon entfallen ca. 80 % auf petrothermale Energieressourcen und 20 % auf hydrothermale Quellen (Goldstein et al., 2011, S. 9). Die Summe des vorhandenen Erdwärmepotentials nimmt mit zunehmender Tiefe weiter zu und zeigt, dass das theoretische Potential kein Limitierungsfaktor für die Nutzung der Geothermie ist. Allerdings unterliegt die Erschließung des theoretischen Potentials in der Praxis physikalischen und technischen Grenzen. Das bedeutet, dass nur prozentual sehr geringe Mengen der thermischen Energie der Erde genutzt werden können. Bisher beschränkt sich die kommerzielle Nutzung auf Gebiete mit hydrothermalen Energiequellen (Goldstein et al., 2011, S. 9f).

Die Kapazität zur Nutzung geothermaler Ressourcen zur Gewinnung von elektrischer Energie lag im Jahre 2015 bei ca. 13,3 GW_{el} in über 24 verschiedenen Ländern. Prognosen besagen einen stetigen Anstieg der installierten weltweiten Leistung bis hin zu 18,4 GW im Jahre 2021. Ferner ist laut Datengrundlage des Geothermal Energy Agency bei Ausschöpfung des bekannten, bzw. identifizierten Potentials der geothermalen Ressourcen insgesamt 200 GW_{el} installierte Leistung weltweit möglich (Matek, 2016, S. 8f). Allerdings wird davon ausgegangen, dass es weitere ergiebige, bisher unerforschte geothermale Quellen gibt, welche das technische Potential der Geothermie im Durchschnitt auf ca. 1.500 GW_{el} beziffern lassen (Goldstein et al., 2011, S. 10).

Genauere Aussagen zum Potential, vor allem hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, sind schwierig zu treffen, da zunächst indirekte Untersuchungsmethoden als auch direkte Erkundungsbohrungen vorgenommen werden müssen, um die geologischen Eigenschaften der vorliegenden Lagestätte zu beurteilen und das Fündigkeitsrisiko zu minimieren. Die geologischen Bedingungen und damit einhergehend die thermodynamischen und hydraulischen Eigenschaften, die bei Bohrungstiefen von >5 km anzutreffen sind, sind in vielen Regionen der Welt noch unbekannt und unerforscht (Ernstson, 2014, S. 27).

4.2 Potential konzentrierende Solarthermie

Solarenergie ist eine Energiequelle mit enormem Potential. Bereits die Energie der Sonne, die in einer Stunde von der Erde aufgenommen wird, überschreitet den globalen Energiebedarf. Allerdings wird die Summe des technischen, sowie des ökonomischen Potentials der Solarthermie von vielen verschiedenen Faktoren, wie der Landnutzung, den meteorologischen Bedingungen und dem regionalen/ lokalen Energiebedarf beeinflusst.

Das theoretische Potential der Solarenergie auf Land- und Ozeanflächen der gesamten solaren Einstrahlung beziffert sich auf $3,9 \times 10^6$ EJ/a. Diesem sind in der Praxis durch die Energiewandlungsverluste technische und physikalische Grenzen gesetzt (Arivzu et al., 2011, S. 340). Ferner wird die Nutzung von Solarthermie zur Stromerzeugung in Dampfkraftwerken

durch die direkte Solarstrahlung (DNI - Direct Normal Irradiation) bestimmt, da nur diese über die Spiegelkollektoren konzentriert werden kann. Die DNI beschreibt den Anteil der Einstrahlung, der nicht durch Wolken, atmosphärischen Dunst und Staub abgelenkt wird, also somit die parallel verlaufende Sonnenstrahlung, die auf der Erdoberfläche auftreffen.

Weiterhin mindern die mit der Flächenverfügbarkeit zusammenhängenden Faktoren wie Wälder, Fluss- und Seegebiete, Agrarflächen, Sumpfgebiete, Siedlungsflächen, Schutzzonen und Sperrgebiete das Potential der Nutzung der Solarenergie. Auch geomorphologische Faktoren wie einer Hangneigung von $>2,1\%$ sind als potentielle Flächen für Solarthermiekraftwerke ungeeignet. Zudem bestimmen saisonale Einstrahlungsschwankungen, Umgebungstemperaturen sowie die Tageszeitenlänge den Betrieb eines solarthermischen Kraftwerkes (Hermann et al., 2014, S. 11; Trieb et al., 2009). Gerade in diesem Bereich sind Regionen mit nur geringen jahreszeitlichen Schwankungen der Einstrahlung besonders geeignet. Grundsätzlich sollte die direkte Solarstrahlung an einem CSP-Standort nicht unterhalb von 1800 kWh/m^2 im Jahr liegen. Dieser Wert entspricht dem technischen Potential einer CSP Anlage. Erst ab einer DNI von 2000 kWh/m^2 wird CSP bedingt durch die hohen Investitionskosten und im Vergleich zu den niedrigen Stromgestehungskosten fossiler Energieträger wirtschaftlich (DLR, 2005, S. 61).

Im Jahre 2016 hatte die CSP gemeinsam mit Meeresenergie und Geothermie einen Anteil von $0,4\%$ an der globalen Energieversorgung. Insgesamt sind weltweit $4,8 \text{ GW}$ CSP installiert. Es wird erwartet, dass durch technische Innovationen, sinkende Investitionskosten und vor allem durch sich ändernde politische sowie gesellschaftliche Rahmenbedingungen und Subventionen, z.B. auch Subventionen sich der Anteil der CSP am Weltmarkt deutlich erhöhen wird (REN21, 2017, S. 30). In einem sog. moderaten Szenario nach Richter et al. (2009) können bis zum Jahre 2050 neue CSP Kapazitäten von ca. $40,5 \text{ GW}$ hinzukommen. Dieses Szenario basiert auf der Annahme politischer Förderungsmaßnahmen im Bereich Solarthermiekraftwerke und einer weltweiten flankierenden Unterstützung von erneuerbaren Energien (Richter et al., 2009, S. 53).

Unter der Berücksichtigung der technisch relevanten Einschränkungen kommen die Autoren des IPCC Berichts auf ein Potential der CSP von 8.043 EJ/a für das Jahr 2050. Diesem Potential liegt allerdings die Annahme einer Verfügbarkeit von 80% der geeigneten Flächen zugrunde für Regionen mit einem DNI von $>2.000 \text{ kWh/m}^2$ im Jahr (Arvizu et al., 2011, S. 342). In einer Studie vom DLR, Trieb et al. (2009) wird ein globales technisches Potential der CSP Technologien von $3.000.000 \text{ TWh/a}$ (entspricht ungefähr 10.800 EJ/a) genannt (Trieb et al., 2009, S. 8). Es wird angenommen, dass der Klimawandel und die damit einhergehende Dynamisierung des Wasserkreislaufs zu regional höheren Niederschlagsmengen, zur Erhöhung des atmosphärischen Wasserdampfanteils und einem höheren Bewölkungsgrad führen

wird. Dies erhöht zugleich den Trübheitsgrad der solaren Einstrahlung und mindert die direkte Einstrahlung. Allerdings lassen sich noch keine klaren Aussagen darüber treffen, in welchem Umfang und welche Regionen konkret bzw. im Besonderen davon betroffen sein werden (Arvizu et al., 2011, S. 343).

4.3 Potential Hybridkraftwerk Geothermie

Im nachstehenden Abschnitt wird auf das geographische Potential eines Hybridkraftwerkes Geothermie mit solarer Überhitzung eingegangen. Dazu erfolgt eine Betrachtung der weltweiten Verteilung der Wärmestromdichte in mW/m^2 sowie der dazu passenden DNI in kWh/m^2 im Jahr. Zu bemerken ist, dass bei der Geothermie die geologischen und geophysikalischen Befunde am Standort die ausschlaggebende Größe für die Nutzung sind. Die Kenntnisse über die am Reservoir tatsächlich vorherrschenden Bedingungen können erst durch Erkundungsbohrungen sicher gewonnen werden. Technische Probleme treten bei der Erschließung von Geothermie-Reservoirs nicht selten auf, da bei der Bohrung unter anderem ein sehr komplex aufgebauter Untergrund durchteuft wird (Ernstson, 2014, S. 26ff).

Ein genaues technisches und ökonomisches Potential für Hybridkraftwerke Geothermie mit Solarthermie zu definieren, bzw. zu ermitteln ist auf Grund des Umfangs der vorliegenden Masterthesis nicht vorgesehen. Daher ist die Potentialstudie auf die Betrachtung des geographischen Potentials beschränkt. Die Restriktionen des technischen und ökonomischen Potentials bleiben daher unberücksichtigt. Dazu gehören unter anderem auch Distanzen einer Anlage zu urbanen Gebieten sowie elektrischen Netzen oder der Wasserverfügbarkeit. Generell sind für Geothermie- und Solarthermiedampfkraftwerke bestimmte Voraussetzungen an potenzielle Standorte gegeben, denn z.B. Parabolrinnenkraftwerke benötigen ebene Flächen, die Verschattungen der Anlage durch angrenzende Hänge oder Bergzüge ausschließen. Auch sind bei der Betrachtung des geographischen Potentials Regionen mit bestimmter Geländebeschaffenheit ungeeignet zur Nutzung eines Hybridkraftwerkes Geothermie mit solarer Überhitzung. Diese werden in dieser Arbeit als prozentueller Anteil in den verschiedenen Regionen der Welt, die sich für ein Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung eignen, abgeschätzt.

Nachstehende Tabelle 4-1 gibt einen generellen Überblick, ab welchen Temperaturen, bzw. bei der Solarthermie, ab welcher DNI sich die Technologien zur Stromerzeugung grundsätzlich eignen. Die Einteilung der Solarthermie ist der Tabelle von Hermann et al., (2014), S. 14 entnommen. Die Einteilung der Geothermie erfolgt auf Basis des Temperaturniveaus der verschiedenen Anlagentypen (vgl. Kapitel 2.1.2).

Tabelle 4-1: Einteilung Potential Geothermie & Solarthermie

Technologie	<u>Nicht</u> Geeignet	Geeignet	Sehr gut	Exzellent
Geothermie	< 70°C	70-150°C*	150-235°C	> 235 °C
Solarthermie	< 1800 kWh/m ² im a	1800-2000 kWh/m ² im a	2000-2500 kWh/m ² im a	2500-3000 kWh/m ² im a

* bei Geothermieranlagen ausschließlich nur über einen Sekundärkreislauf, d.h. Kalina oder ORC Prozess, geeignet

4.3.1 Weltweites geographisches Potential

Abbildung 4-1 zeigt die Kontinente sowie die Umrissse der tektonischen Platten und die weltweite Verteilung der Wärmestromdichte, welche sich aus dem Produkt von Wärmeleitfähigkeit des Gesteins und den Temperaturgradienten ergibt. Die mittlere weltweite Wärmestromdichte beträgt 65 mW/m² ($\approx 100^\circ\text{C}$ in 3,5 km) und entspricht dem mittleren geothermischen Temperaturgradienten von 3 K pro 100m. Regionen unterhalb einer Wärmestromdichte von 65 mW/m² werden nicht weiter betrachtet, da sich auch aus wirtschaftlicher Perspektive die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung in Dampfkraftwerken erst ab einer Temperatur von 100°C rentiert. Es ist zu berücksichtigen, dass über weite Regionen hinweg die Wärmestromdichte aufgrund fehlender Kenntnisse über die geologischen Befunde interpoliert und daher die Verteilung in Abbildung 4-1 teilweise auf den interpolierten Berechnungen beruht (Bundesverband Geothermie, o.J., online; Goldstein et al., 2011, S. 21).

Wie in Abbildung 4-1 zu erkennen ist, treten die höheren Wärmestromdichten im Besonderen an den Randgebieten der tektonischen Platten auf. Dies ist Folge der höheren Durchlässigkeit des Wärmestroms zwischen Erdmantel und -kruste. Diese Regionen weisen somit das größte geothermische Potential auf. In diesen Regionen gibt es daher sehr regelhafte Anomalien, also stärkere Temperaturanstiege in zunehmender Tiefe. Damit wird dort die geothermische Stromerzeugung schon bei geringeren Tiefen und somit verminderten Erschließungskosten rentabel. Allerdings liegen diese Regionen zu größeren Teilen in den Ozeanen, sodass eine Erschließung nach dem bisherigen Stand der Technik nicht möglich ist (Goldstein et al., 2011, S. 21).

In vielen Ländern, die sich durch hohe Wärmestromdichten auszeichnen, wird bereits Strom in geothermischen Dampfkraftwerken erzeugt. Diese Regionen mit bereits vorhandenen Geothermiekraftwerken sind in dieser Thesis zur Standortwahl bevorzugt zu behandeln, da bei der Betrachtung und Beurteilung eines Konzeptes zur solaren Überhitzung von einer Integration in ein bereits bestehendes Geothermiekraftwerk, bzw. Geothermiefeld ausgegangen wird.

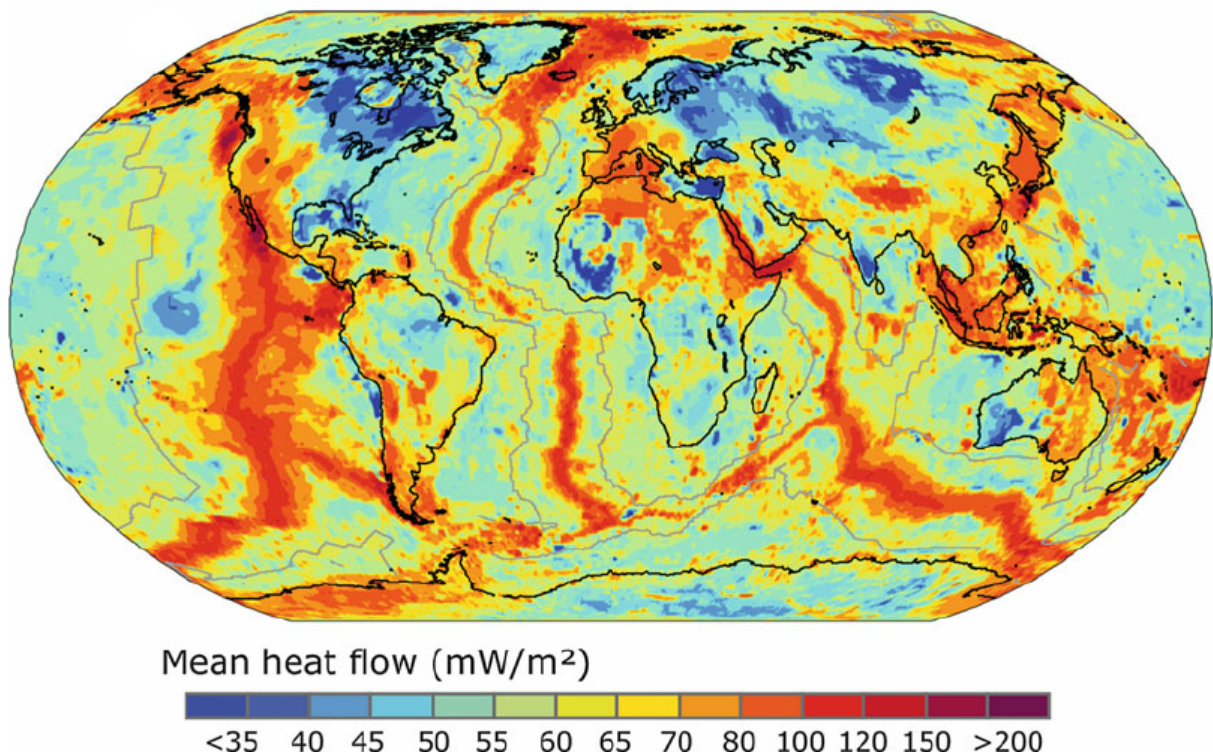


Abbildung 4-1: Verteilung weltweite Wärmestromdichte (Sclater et al., 2014)

Zur Definition der Regionen, die für die Hybridisierung der Geothermie mit solarer Überhitzung in Frage kommen, ist neben der Wärmestromdichte die DNI Verteilung zu betrachten. Die weltweite DNI Verteilung ist in der nachstehenden Abbildung 4-2 dargestellt. Es werden nur Regionen betrachtet mit einem DNI von $>1800 \text{ kWh/m}^2$ im Jahr.

DIRECT NORMAL IRRADIATION

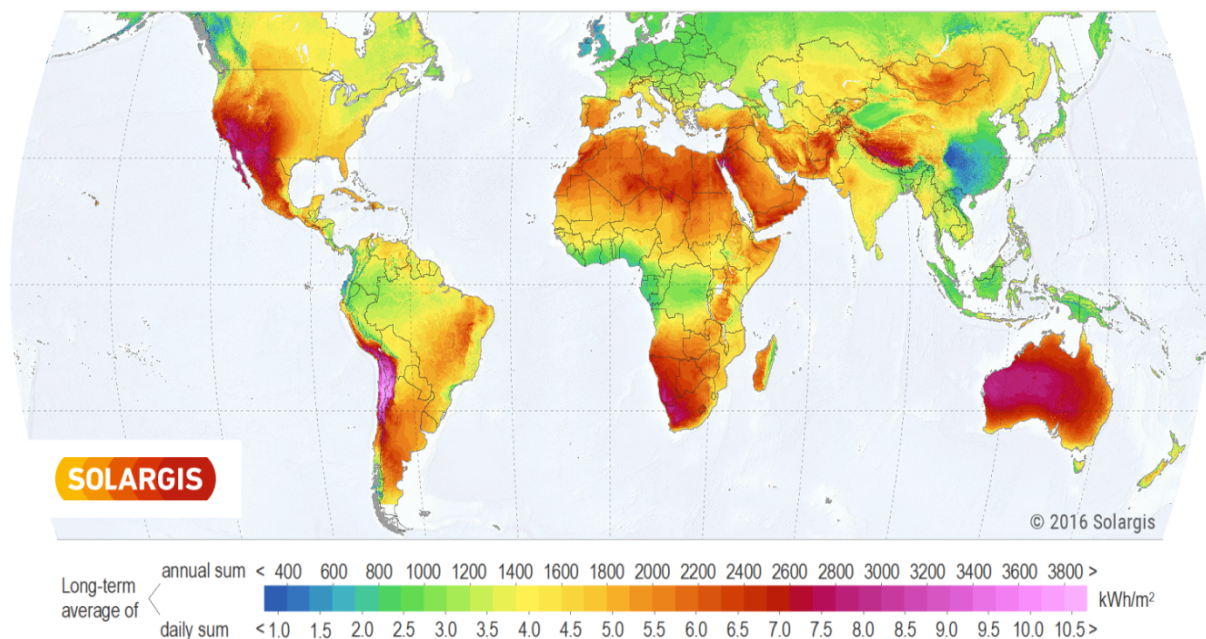


Abbildung 4-2: DNI-Verteilung weltweit (Solargis, 2018)

Es zeigt sich, dass gerade Gebiete der ariden warmgemäßigten und subtropischen Klimazonen sich durch hohe direkte Solarstrahlung auszeichnen. Gebiete und Standorte in den feuchttropischen Klimazonen im Umfeld des Äquatorialbereichs eignen sich aufgrund der hohen Luftfeuchtigkeit, Monsunregen und verstärkter Wolkenbedeckung demgegenüber nur bedingt. Als Beispiele seien die südost- oder ostasiatische Staaten Malaysia, Thailand, Indonesien, Philippinen, Taiwan oder Japan genannt, die an den Rändern der Eurasischen, Indo-Australischen oder Philippinischen Platten liegen und sich durch eine sehr gute Lage im Hinblick auf eine geothermische Energieerzeugung auszeichnen, allerdings nur eine direkte Solarstrahlung $<1400 \text{ kWh/m}^2$ im Jahr aufweisen. Hier kann in der Regel das geothermische Potential nur über Hybridkraftwerke mit anderen regenerativen Energiequellen, wie z.B. mit Biogas, effizienter genutzt werden. Darunter fallen auch Regionen, die in den polaren, borealen Klimazonen liegen, sodass Geothermiestandorte in diesen Regionen zur Effizienzsteigerung durch solare Überhitzung ungeeignet sind. Hier sind auch Regionen mit sehr hoher geothermischer Potentialen wie z.B. Island zu nennen, wo die solare Direkteinstrahlung ebenfalls nicht im ausreichenden Maß zu Verfügung steht.

Bei der Betrachtung von Regionen mit geothermischem und solarthermischem Potential sind einige Länder besonders hervorzuheben. In der nachstehenden Tabelle 4-2 werden die Regionen dargestellt, in denen Ressourcen in relevanten Flächenausdehnungen ausreichend zur Verfügung stehen (d.h. „geeignet“, „sehr gut“ und „Exzellent“ nach Tabelle 4-1). Die Einschränkungen, die sich bei der Betrachtung des geographischen Potentials in Bezug auf die Morphologie im Besonderen für linienfokussierende Solarthermie ergeben, sind entsprechend der thematischen Kartenanalyse prozentual abgeschätzt. Der Prozentsatz in der nachstehenden Tabelle 4-2 gibt den abgeschätzten verfügbaren Flächenanteil pro Land, bzw. Bundesstaat an. Eine Einteilung der Regionen in geeignet, sehr gutes und exzellentes Potential gemäß Tabelle 4-2 wird an dieser Stelle nicht gemacht. Dies liegt vor allem daran, dass eine tatsächliche Aussage über das vorliegende Potential an Geothermieressourcen erst durch Erkundungsbohrung vor Ort gemacht und so die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes erkundet werden kann. Gerade bei tiefen Bohrungen unterliegt die Geothermie dem Fündigkeitsrisiko. Ferner ist zu bemerken, dass mit zunehmender Entwicklung im Bereich der petrothermalen Geothermie in gewisser Weise eine Standortunabhängigkeit der geothermalen Stromerzeugung gewonnen werden kann. In Tiefen bis zu 10 km ist mit Temperaturen von $>100^\circ\text{C}$ zu rechnen. Dieses erfordert jedoch größere Erschließungskosten und höhere Fündigkeitsrisiken. Jedoch können sinkende Preise bei Technologieinnovationen bei der Erschließung zu einer Ausweitung der kommerziellen Nutzung der petrothermalen Geothermie führen. So sei erwähnt, dass allein die Bohrungskosten nicht weniger als 50-70 % der Kosten eines geothermischen Dampfkraftwerkes ausmachen (Goldstein et al., 2011, S. 21; Tester et al., 2006, S. 1-18). Ein Hybridkraftwerk, welches die Solarthermie in den Ge-

othermie Kraftwerkskreislauf integriert, wäre daher nur noch von der direkten Solarstrahlung in der Region abhängig.

Tabelle 4-2 Regionen mit Potential für ein solar-geothermisches Hybridkraftwerk und Flächenanteil (eigene Darstellung)

Regionen	Potentieller Flächenanteil		
	<10%	10-20%	>25%
Nordamerika	Kalifornien, Utah, Idaho, Wyoming, Oregon, Arizona, <i>Oklahoma, Nebraska, Kansas</i>	Nevada <i>New Mexico, Colorado</i>	-
Lateinamerika	Costa Rica, Nicaragua, Guatemala, El Salvador, Mexico <i>Paraguay, Brasilien, Peru, Honduras</i>	<i>Bolivien, Chile</i>	Argentinien
OECD Europa	Portugal, Frankreich, Italien <i>Spanien, Griechenland</i>	-	-
Afrika	Äthiopien, Kenia <i>Marokko, Eritrea, Sudan, Niger Somalia, (Madagaskar)</i>	<i>Western Sahara, Tunesien, Ägypten</i>	<i>Algerien, Libyen</i>
Mittlerer Osten	<i>Jemen, Saudi-Arabien, Irak, Jordanien</i>	<i>Oman</i>	-
Asien	Türkei, China, Indien	-	-
Pazifik	Neuseeland	Australien	-

* bei den blau kursiv geschriebenen Staaten handelt es sich um Länder, die über ein Potential zur geothermischen Stromerzeugung verfügen, aber dieses bisher noch nicht aktiv in Kraftwerken nutzen

Im Besonderen der Südwesten der USA, Mexico, Chile und Australien zeichnen sich mit einer Wärmestromdichte von $>85 \text{ mW/m}^2$ und exzellenten Bedingungen für die Nutzung von Solarthermie ($\text{DNI} >2500 \text{ kWh/m}^2$) aus. Im Kontrast dazu stehen Griechenland, Italien und Neuseeland, die zwar über geothermische Vorkommen verfügen, aber eine eher geringe direkte Solarstrahlung aufweisen. Eine Integration einer solaren Überhitzung ist hier eventuell nicht wirtschaftlich. Die nordafrikanischen Länder weisen ein sehr gutes solares Potential mit einer DNI von $>2000 \text{ kWh/m}^2$ auf. Eine Nutzung der Geothermie ist in diesen Regionen durch die Lage an den Grenzen der Eurasischen, Arabischen oder Afrikanischen Platte sehr vorteilhaft. Eine Aussage über das wirtschaftliche Potential eines Hybridkraftwerkes mit solarer Überhitzung lässt sich allerdings erst nach der Betrachtung der Wirtschaftlichkeitsanalyse treffen, da nur so abgeschätzt werden kann, ab welchem DNI Investitionen in eine solare

Überhitzung wirtschaftlich sinnvoll sind. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit werden in Kapitel 9.4 diskutiert.

4.3.2 Standortauswahl und Regionale Potentialanalyse

Auf Grundlage verfügbarer Daten wird ein Kraftwerksstandort im Westen von Nordamerika, im Bundesstaat Kalifornien ausgewählt. Die Konzeption der Kraftwerksplanung sieht die Integration einer solaren Überhitzung vor. Nachfolgend erfolgt eine kurze Darstellung des regionalen Potentials in Nordamerika. Im Südwesten der USA sind gute bis sehr gute Verhältnisse hinsichtlich DNI und geothermischer Ressourcen zu erwarten. Die nachstehende Abbildung 4-3 zeigt rechts die DNI Verteilung in Nordamerika sowie links eine zu erwartenden Wärmestromverteilung, dargestellt als Flächen von geeignet bis ungeeignetem Potential zur geothermischen Stromerzeugung.

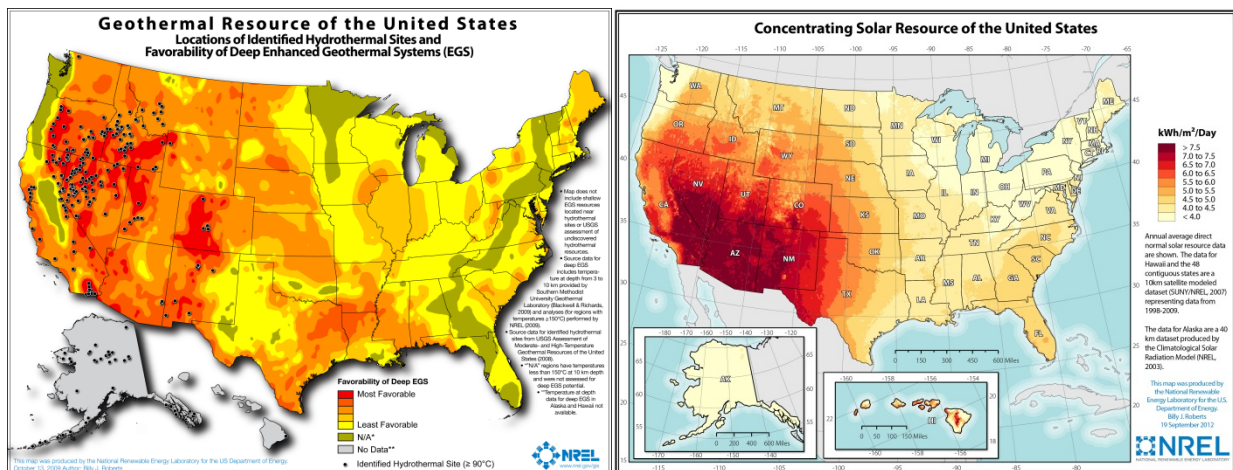


Abbildung 4-3: Darstellung der Geothermie und Solarthermie Ressourcen in den USA (NREL, kein Datum)

Besonders im Südwesten der USA zeigen sich deutliche Überschneidungen des Potentials an Geothermie und Solarthermie. Daher wird ein Geothermiestandort im Bundesstaat Kalifornien, nahe den Grenzen zu den Bundesstaaten Arizona und Nevada gewählt. Auf Grundlage der thematischen Karten in Abbildung 4-3 lassen sich dort sehr gute Geothermie und Solarthermie Potentiale erkennen. Zudem sind in Kalifornien bereits 43 Geothermiekraftwerke im Betrieb. Im Jahre 2016 lag die installierte geothermische Kraftwerksleistung bei 2,7 GW (California Energy Commission, 2017). Die gesamt installierte Leistung der CSP-Kraftwerke in Kalifornien liegt bei 1,2 GW mit einem Anteil von 2,6 GWh an der Nettoenergieerzeugung im Jahre 2016 (California Energy Commission, 2017). Bei der Darstellung in Abbildung 4-3 des Potentials der Geothermie zeigen die eingezeichneten schwarzen Punkte bereits identifizierte Standorte mit hydrothermalen Geothermieressourcen von mindestens 90°C heißen Quellen. Die roten bis gelben Flächen zeigen, welche Standorte am vorteilhaftesten (rote Flächen) oder wenig vorteilhaft (gelbe Flächen) sind. Dabei handelt es sich um eine Auswertung durch NREL mehrerer verschiedener Primärquellen zu Geothermie Res-

sources in 3-10 km Tiefe. Demnach wird auch die petrothermale Geothermie der tieferen Gesteinsschichten, d.h. das Potential der sogenannten Enhanced Geothermal Systems berücksichtigt. Es wird von einem theoretischen Kraftwerk auf Basis der im Kapitel 0 herausgestellten Kraftwerksdaten ausgegangen. Für den Standort in Kalifornien entspricht die jährliche direkte Solarstrahlung 2723 kWh/m^2 , d.h. einer täglichen Solarstrahlung von $7,5 \text{ kWh/m}^2$. Die standortspezifischen Daten zur Einstrahlung entstammen der National Solar Radiation Data Base von NREL (NREL, 2016). Auf Basis eines Standardjahrs erfolgt die Betrachtung des technischen Verhaltens eines Hybridkraftwerkes. Bei der Geothermiequelle wird davon ausgegangen, dass $\approx 250^\circ\text{C}$ heißer Nassdampf unter 43 bar aus dem Erdreich gefördert wird, sodass nach dem Entspannungstank ca. 195°C heißer Sattedampf vorliegt.

5 Technische Machbarkeit Hybridkraftwerk

Bei näherer Betrachtung lassen sich Überschneidungen in der Stromerzeugung bei der konzentrierenden Solarthermie und Geothermie feststellen, denn bei beiden etablierten Technologien basiert die elektrische Energieerzeugung auf einem thermodynamischen Kreislauf. Der Aufbau des Dampfkraftwerkes, bzw. Kraftwerkblocks beruht auf einem Clausius-Rankine-Kreisprozess, eine Unterscheidung findet sich daher in der thermischen Energiegewinnung. Grundsätzlich ist eine Kombination der Technologien zur elektrischen Energiegewinnung zur effizienteren Nutzung von Ressourcen durchaus möglich. Voraussetzung dafür ist das ausreichende Vorhandensein geothermischer und solarthermischer Ressourcen an einem Standort (Çağlan Kuyumucu et al., 2012, S. 1091f).

5.1 Stand der Forschung

Ein Hybridkraftwerk Geothermie mit fossiler Überhitzung, Biogas als auch mit der Integration von Parabolrinnenkollektoren ist bereits Gegenstand der Forschung. Es bestehen einige Konzepte zur effizienten Kombination dieser Technologien. Im nachstehenden Kapitel wird auf die Konzeptionierung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zum Stand der Forschung eingegangen.

5.1.1 Konzeptionierung und Auslegung Hybridkraftwerk

In der Türkei wurde eine Studie von der BM Holding Inc. (Çağlan Kuyumucu et al., 2012) durchgeführt, die sich damit befasst, die Leistungsverluste bei luftgekühlten Geothermieanlagen, die sich tagsüber und vor allen im Sommer einstellen, durch die Integration von Parabolrinnenkollektoren im Kraftwerksprozess auszugleichen. Bei der Kondensation der Sole in einem Geothermiekraftwerk mittels Luftkühlung ist die Umgebungstemperatur die ausschlaggebende Größe, welches die Effizienz der Anlagen bestimmt. Bei höheren Umge-

Umgebungstemperaturen im Sommer produzieren luftgekühlte Geothermieranlagen nur etwa 60-70 % ihrer installierten Nennleistung. Dem gegenüber produzieren solarthermische Kraftwerke gerade in Zeiten der höchsten Einstrahlung auf Spitzenlast, auch wenn diese ebenfalls den Leistungsverlusten bei Luftkühlung des Kraftwerkes unterliegen. Dieses inverse Verhalten der Energieerzeugung während des Betriebs einer Geothermieranlage mit Luftkühlung und einem Solarthermiekraftwerk verdeutlicht die Synergie des von der BM Holding Inc. vorgeschlagenen Konzeptes. Das Solarfeld wird in diesem Falle entsprechend den Leistungsverlusten während der Sommermonate dimensioniert. Die Parabolrinnenkollektoren werden über einen Wärmeübertrager in Reihe zu der Förderbohrung der Geothermiequelle an den ORC-Kreislauf eingebunden (vgl. siehe Abbildung 5-1). Die Überhitzung zur Anhebung der Betriebstemperatur des Thermalfluides, bzw. des Arbeitsmediums dient daher lediglich dem Ausgleich der Leistungsverluste und nicht, um eine dauerhafte Anhebung der Betriebstemperatur zu erzielen (Çağlan Kuyumucu et al., 2012, S. 1091f). Ein auf diesem Ansatz beruhendes Konzept, wurde ebenfalls in einer Studie in Australien vorgestellt. Geothermische Reservoirs finden sich in Australien vor allem in den ariden Klimazonen im Zentrum des Kontinentes. Diese sind durch hohe Wasserknappheit gekennzeichnet, wodurch die Kondensation des Arbeitsmediums mittels einer Nasskühlung problematisch ist. Eine Luftkühlung der Geothermieranlage bietet daher die einzige Möglichkeit, unterliegt aber entsprechend den Umgebungstemperaturen den genannten Leistungsschwankungen zu Tages- und Jahreszeiten (Zhou et al., 2013, S. 89). Eine effektive Hybridisierung mittels Solarthermie wäre gemäß den Studien daher geeignet die negativen Effekte der Leistungsschwankungen durch die Luftkühlung in einem Geothermiekraftwerk auszugleichen.

Ferner finden sich bereits Studien zu dem Thema, die Solarthermie in bestehende Geothermieranlagen zu integrieren, um die abnehmenden Temperaturen und Drücke bei Übernutzung des Reservoirs auszugleichen. Hierbei kann das integrierte Solarfeld modular erweitert werden, um die beständig zunehmenden Temperaturabnahme innerhalb des Reservoirs zu kompensieren. Dieser Ansatz wird in einer bestehenden Anlage in Nevada (USA) angewendet, bzw. ist im Jahre 2015 bereits realisiert worden. Dort ist es bei der Gewinnung der thermischen Energie durch fehlende Kenntnisse über das Potential des Reservoirs und dem damit verbundenen nicht optimalen Ressourcenmanagement zur Überbeanspruchung der Quelle gekommen. Die Absenkungen von Druck und Temperatur im Reservoir führten zu Leistungsverlusten in der Erzeugung im Dampfkraftwerk. Daher wurde ein Solarthermiefeld als weitere Wärmequelle zur Erhitzung der Sole (vgl. mit dem vereinfachten Konzept in Abbildung 5-2) gebaut und Ende 2015 in Betrieb genommen. Zudem ist zum Ausgleich der Leistungsverluste der Geothermieranlage durch die Luftkühlung zusätzlich zu dem Solarthermiefeld ein PV System installiert (DiMarzio et al., 2015, S. 2f). Ein solches System reduziert laut DiMarzio et al. (2015) den Massenstrombedarf aus dem Erdreich im Verhältnis zu

der thermischen Energieproduktion der Solarthermie während der Tageszeit. Dadurch soll ein besseres Reservoirmanagement der Geothermiequelle und eine Erhöhung des Lebenszyklus der einzelnen Produktionsbohrungen erreicht werden (DiMarzio et al., 2015, S. 2f; Mir et al., 2011, S. 1285). Ein ähnlicher Ansatz zur Hybridisierung einer Geothermieranlage, findet sich in der Studie von Lentz & Almanza (2006) für das Geothermiekraftwerk in Cerro Prieto, Mexico. In dieser Studie wurde die Integration eines Solarfeldes zur Erhöhung des Kapazitätsfaktors der Dampferzeugung in das Gesamtkonzept evaluiert. Durch Abscheidung des Thermalfluides hinter dem Kondensator, der Aufbereitung und der Direktverdampfung im Solarfeld sollte durch die Integration der Solarthermie eine Steigerung des Dampfmassenstroms von 10 % erreicht werden. Dieses vorgestellte Konzept ist vergleichbar mit dem Kraftwerksaufbau des im Abbildung 5-5 vereinfacht dargestellten Konzeptes. Dadurch kann der erhöhte Strombedarf durch Klimatisierung in den Sommermonaten abgedeckt und das Absinken von Temperatur und Druck im Reservoir ausgeglichen werden. Ein Parabolrinnenkraftwerk wurde in Cerro Prieto in Betrieb genommen, allerdings nicht in der von Lentz & Almanza (2006) vorgeschlagenen Hybrid-Konfiguration mit der Geothermie (Lentz & Almanza, 2006, S. 1f).

Die Studien weisen darauf hin, dass sich durch die Hybridisierung der Geothermie mit Solarthermie die Energieeffizienz im Vergleich zu den gängigen geothermischen Dampfkraftwerken steigern lässt. Dies gilt jedoch nicht im Vergleich zu einer alleinstehenden Parabolrinnenanlage, da dort die Betriebstemperaturen gerade bei der Direktverdampfung deutlich höher sind. Zur Einbinden von Solarthermie in ein bestehendes Geothermiekraftwerk sind bereits einige Konzepte in Studien zu finden, die eine Integration über einen Sekundärkreislauf der CSP ermöglichen. Nachstehend werden diese Konzepte mit vereinfachtem einem Kraftwerksdiagramm kurz dargestellt:

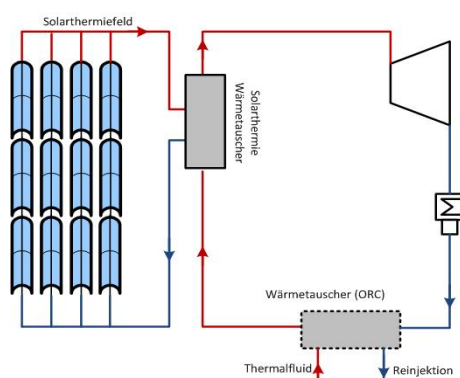


Abbildung 5-1: Überhitzung Konzept (eigene Darstellung)

Konzept Arbeitsmedium Überhitzung: Temperaturanhebung (bzw. Ausgleich) des Dampfes vor dem Turbineneintritt. Erhöhung der Kraftwerksleistung. Thermodynamische Bedingungen des mineralisierten Thermalfluides bestimmen die Temperatur und den Druck in den Dry oder Flash Steam Anlagen. Bei Binary Cycle bestimmt das Arbeitsmedium des Sekundärkreislaufes die Überhitzungsparameter (Mir et al., 2011, S. 1285).

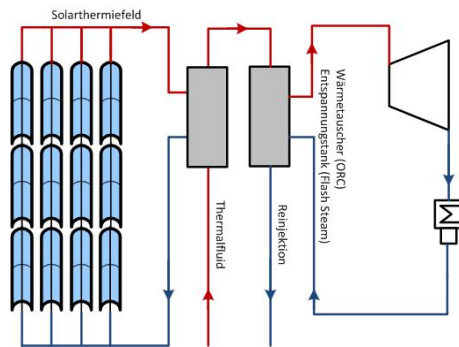


Abbildung 5-2: Vorwärmung Sole (eigene Darstellung)

Konzept Sole Vorwärmung: Temperaturzufuhr des Thermalfluides vor dem Wärmeübertrager, bzw. bei Flash Steam Anlagen vor dem Entspannungstank. Enthalpie Zunahme der Sole, welches zu einer höheren elektrischen Leistung der Anlage führt. Begrenzung der möglichen thermischen Energieeffizienz des Solarfeldes (Çağlan Kuyumucu, et al., 2012, S. 1092).

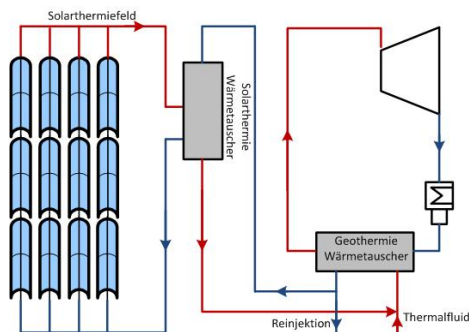


Abbildung 5-3: Rückführung Sole (eigene Darstellung)

Konzept Sole Rückführung (Binary Cycle): Temperaturzufuhr zu Sole nach Austritt, bzw. der thermischen Energieübertragung im Wärmeübertrager. Nach Erwärmung durch das Solarfeld erfolgt die anschließende Mischung mit frisch geförderter Sole. Vor allem für Lagerstätten mit niedriger Enthalpie und geringen Sol-temperatur (Çağlan Kuyumucu, et al., 2012, S. 1092).

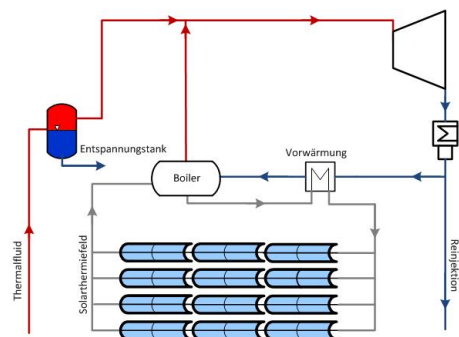


Abbildung 5-4: Kondensat Injektion (eigene Darstellung)

Kondensat Verdampfung & Dampf Injektion (Flash / Dry Steam): Erwärmung und Verdampfung eines Teils des Kondensats über einen Sekundärkreislauf mit Injektion in den Dampfmassenstrom vor der Turbine oder je nach Konfiguration auch in den Solemassenstrom vor dem Entspannungstank (Wendt et al., 2015, S. 49).

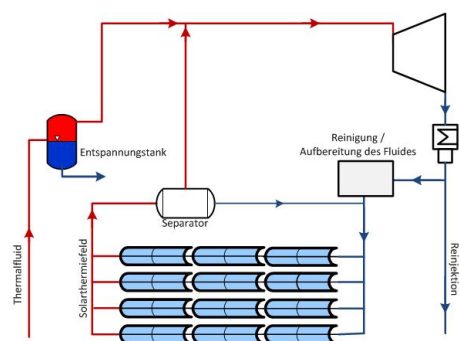


Abbildung 5-5: Verdampfung DSG (eigene Darstellung)

Kondensat Verdampfung DSG (Flash / Dry Steam): Konzept zur Kondensat Verdampfung mit solarer Direktverdampfung. Bei diesem wird ein Teil des Kondensats abgeschieden, aufbereitet, im Solarfeld verdampft, in der Verdampfertrommel separiert und der Sattdampf dem Dampfkreislauf wieder zugeführt. Es findet keine Überhitzung statt (Wendt et al., 2015, S. 49).

In keiner der Studien zu den Solar-Geothermie Hybridkraftwerken ist die Integration eines thermischen Energiespeichers berücksichtigt. Das liegt vor allem daran, dass in den Studien durch die Hybridisierung mittels Solarthermie ein Temperatenausgleich während des Tages oder wie in den genannten Beispielen aus der USA und Mexico, ein besseres Reservoir-Management angestrebt wird. Das Ziel einer dauerhaften Überhitzung, also der Anhebung des Temperaturniveaus vor der Turbine wird nicht näher betrachtet. Eine Integration eines thermischen Energiespeichers in diesen Konzepten zum Erreichen gleichmäßiger Dampfparameter ist daher nicht erforderlich.

Turchi et al. (2014) beschäftigten sich mit dem Aufbau eines Hybridkraftwerkes mit Solar- und Geothermie auf Basis eines dampfgeführten Rankine-Kreisprozesses. Dabei wurde eine geothermale Speisewasservorwärmung aus einer Niederenthalpie-Lagerstätte mit einem Anteil von 11,5 % der gesamten zugeführten thermischen Energie des Hybridkraftwerkes modelliert (Turchi et al., 2014, S. 818). Mit einer solchen Konfiguration soll die gestaffelte Speisewasservorwärmung durch den Anzapfdampf aus den Turbinen teilweise ersetzt werden. Dadurch ließe sich der Bedarf der zur Speisewasservorwärmung notwendigen Dampfströme, in der Mittel- oder Niederdruckturbine verringern (Strauss, 2016, S. 86). Die nachstehende Abbildung 5-6 zeigt das der Modellierung zu Grunde liegenden Kraftwerksdiagramm.

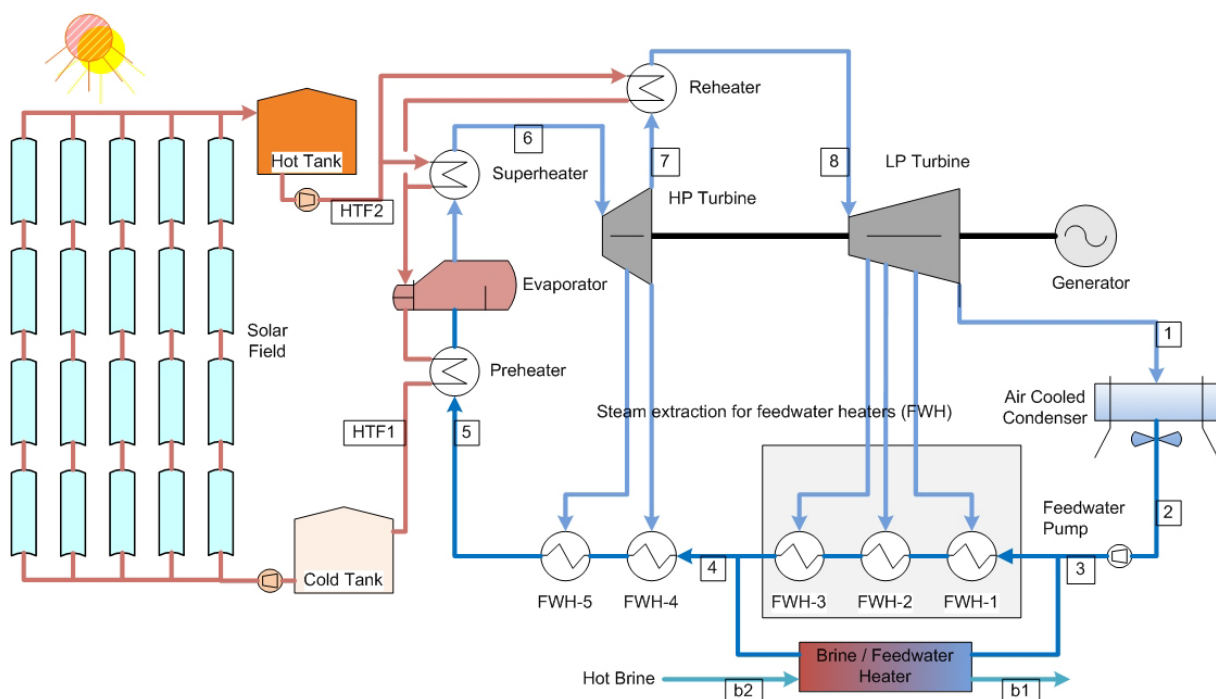


Abbildung 5-6: Dampfgeführter Rankine- Kreisprozess Hybridkraftwerk (Turchi et al., 2014)

Das Solarfeld wurde als Sekundärkreislauf zur Verdampfung und Überhitzung sowie erneuten Erhitzung in das Gesamtkonzept des Kraftwerkes eingebaut. Mit diesem Konzept konnte eine 8,5 % Erhöhung der Leistung gegenüber einem alleinstehenden Solarfeld und einer

besseren Energieeffizienz gegenüber einer alleinstehenden Binary Cycle Geothermieranlage berechnet werden. Ferner sei durch die Kombination im Durchschnitt 6 % mehr Leistung im Vergleich zu einer alleinstehenden Anlage erzielbar (Turchi et al., 2014, S. 822). Die Betrachtungsweise der Studie von Turchi et al. (2014) beruht vor allem auf dem Ansatz, die regenerative Speisewasservorwärmung bei einer CSP-Anlage durch Geothermie zu ersetzen. Zur Kraftwerksflexibilisierung wird die thermische Energie im Hot Tank zum Ausgleich der solaren Fluktuationen bzw. der Nachtzeiten eingesetzt (Turchi et al., 2014).

Es zeigt sich, dass ein Hybridkraftwerk Geothermie - Solarthermie durchaus technisch umsetzbar ist, vor allem bei den betrachteten Konfigurationen, die den Lebenszyklus des Reservoirs erhöhen oder Leistungsverluste durch Luftkühlung ausgleichen. Gerade bei Niederenthalpie-Lagerstätten lässt sich durch die Kombination der Solarthermie ohne Überhitzung des Thermalfluides der Wirkungsgrad des Kraftwerkes verbessern und die Betriebstemperatur sowie der Druck optimieren. Für die Konzeptionierung wird in den nachstehenden Kapiteln zunächst auf die technischen Rahmenbedingungen der Integration einer solaren Überhitzung eingegangen. Die Bedeutung des Thermalfluides bei solarer Direktverdampfung und die einer Integration in einer Binary Cycle Anlage werden kurz diskutiert. Eine genaue Darstellung der gewählten Konfiguration zur Dimensionierung einer solaren Überhitzung findet sich im Kapitel 7.1.3.

5.1.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Stand der Forschung

Gemäß den Studien ist bei einem Hybridkraftwerk mit geringeren Stromgestehungskosten (LCOE: Levelized Cost of Energy), im Vergleich zu einem alleinstehenden Parabolrinnenkraftwerke zu rechnen. Dies begründet sich in den nach heutigem Stand der Technik, höheren Investitionskosten und den vergleichsweise niedrigeren LCOE eines Geothermiekraftwerks (Zhou et al., 2013, S. 90). In der Studie von Zhou et al. wird die Wirtschaftlichkeit der Hybridisierung in einem ORC oder Steam-Rankine Kraftwerke aus petrothermalen Geothermie betrachtet. Dabei wird der Stromgestehungspreis des Hybridkraftwerkes in Abhängigkeit von der Reservoirtemperatur und der Aperturfläche bewertet. Bei einer Retrofit-Maßnahme kommen die Autoren der Studie dabei auf einen LCOE von 89 USD/MWh bei einem Geothermiereservoir mit 210°C und einer Aperturfläche des Solarfeldes von 4000 m². Dem gegenüber liegt der LCOE gemäß der Studie bei 139 USD/MWh bei 120°C Reservoirtemperatur und einer Aperturweite von 16.000 m² für ein ORC-Kraftwerk (Zhou et al., 2013).

In der Studie von Çağlan Kuyumucu et al. (2012) wird das Solarfeld über einen Wärmetauscher in den ORC-Kreislauf eingebunden und entsprechend der Leistungsverluste im Sommer dimensioniert. Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden drei verschiedene Solarfeldgrößen betrachtet. Die Projektkosten des Solarfeldes basieren dabei auf der Annahme

von 127 USD/m². Somit einer deutlich kostengünstigen Annahme, als in der vorliegenden Arbeit vorgenommen wird. Die Autoren der Studie kommen dabei auf einen IRR von 14,72 %, die Stromgestehungskosten der drei Solarfeldgrößen wird nicht näher betrachtet (Çağlan Kuyumucu et al., 2012, S. 1093).

In dem Bericht von Wendt et al. (2015) werden verschiedene Möglichkeiten der Hybrid-Konfigurationen aus Geothermie und Parabolrinnenkollektoren betrachtet. Zu den verschiedenen Konfigurationen werden die jeweiligen Stromgestehungskosten ermittelt. Gemäß den Autoren der Studie ist bei Solarfeldkosten von 100 USD/m² bis zu 150 USD/m² die Wirtschaftlichkeit für ein Hybridkraftwerk in den meisten Fällen gegeben. Allerdings ergeben sich durch Standortwahl und Finanzierungsbedingungen unterschiedliche Kosten für ein Neubau-Projekt. Die Kosten der Tiefenbohrungen werden in dieser Studie mitberücksichtigt. Bei Solarfeldkosten von 150 \$/m² kommen die Autoren auf einen LCOE zwischen 0,15-0,16 \$/kWh (Wendt et al., 2015, S. 7).

Die Wirtschaftlichkeit eines Konzeptes zur solaren Überhitzung als Retrofit-Maßnahme wird im Kapitel 9 der vorliegenden Arbeit näher betrachtet.

5.2 Technische Randbedingungen

Im Vergleich zu der konventionellen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sind geothermischen Anlagen weniger umweltschädlich (Goldstein et al., 2011, S. 22). Allerdings sind die geförderten Thermalfluide stark mineralisch angereichert und der Betrieb einer Anlage bestimmt sich durch die Menge an gelösten korrosiven Stoffen, übersättigten mineralischen Phasen, dem Gasgehalt und der chemischen Zusammensetzung der Minerale (Schröder et al., 2008, S. 9).

5.2.1 Zusammensetzung Thermalfluid

Der Gehalt an Salzen, Gasen sowie freien Gasen des Thermalfluides innerhalb der Reservoirs, unterscheidet sich je nach Standort und den vorherrschenden geochemischen Bedingungen. Bereits innerhalb eines Geothermiefelds liegen unterschiedliche Verhältnisse an den einzelnen Produktionsbohrungen bedingt durch Tiefe, Durchmesser, mechanischen Belastungen und vorherrschenden thermodynamischen Bedingungen vor (Ocampo-Diaz et al., 2005, S. 1). Generell spielt die Geochemie der Thermalwässer bei der Beurteilung der Betriebssicherheit einer Anlage eine bedeutende Rolle. Das chemische Gleichgewicht im Reservoir, bzw. des Thermalfluides, wird durch die vorherrschenden Bedingungen bezüglich Temperatur und Druck bestimmt. Bei der Förderung des Thermalfluides nehmen Druck und Temperatur ab, das chemische Gleichgewicht wird verändert und es kommt sowohl zur Freisetzung von Gasen als auch zu stofflichen Ausfällungen, also zur Ablagerung von Stoffen.

Diese können auch Schwermetalle und radioaktive Stoffe enthalten (Schneider et al., 2014, S. 561; Schröder et al., 2008, S. 20ff).

Eine genaue Beurteilung der vorherrschenden Bedingungen, der die Turbine und weitere Komponenten der Anlage ausgesetzt sein werden, erfolgt mittels der Erkundungsbohrung bzw. durch bereits erfolgte Bohrungen im Umkreis des Reservoirs und den damit einhergehenden Fluidbestimmungen. So bestimmen die chemischen und physikalischen Parameter zusätzlich zu ihrem Einfluss auf den Anlagenbetrieb auch den Lebenszyklus einiger Komponenten (Rohloff & Kather, 2011, S. 10ff; Schneider et al., 2014, S. 563). Die Ionenkonzentration und Löslichkeit einzelner Stoffe wird zudem durch den pH-Wert maßgeblich bestimmt. Daher kann durch die Bestimmung des pH-Wertes des Thermalfluides eine erste Beurteilung des Sättigungsgrads der im Wasser gelösten Minerale vorgenommen werden. In der nachstehenden Tabelle 5-1 werden die gängigen Bestandteile des Thermalfluides aufgezeigt, die bei den Erkundungsbohrungen auf ihren Gehalt hin geprüft werden.

Tabelle 5-1: Bestandteile des Thermalfluides (Stober, et al., 2010, p. 46)

Kationen	Anionen	Nebenbestandteile & gelöste Gase
<ul style="list-style-type: none"> • Natrium (Na^+) • Eisen (Fe^{2+}, Fe^{3+}) • Calcium (Ca^{2+}) • Kalium (K^+) • Mangan (Mn^{2+}) • Magnesium (Mg^{2+}) • Ammonium (NH_4^+) 	<ul style="list-style-type: none"> • Chlorid (Cl^-) • Hydrogenkarbonat (HCO_3^-) • Sulfat (SO_4^{2-}) • Fluorid (F^-) • Bromid (Br^-) • Iodid (I^-) • Nitrit (NO_2^-) • Nitrat (NO_3^-) • Phosphat (PO_4^{3-}) 	<ul style="list-style-type: none"> • Arsenverbindungen (As) • Blei (Pb^{2+}) • Aluminium (Al^{3+}) • Quecksilber (Hg^{2+}) • Strontium (Sr^{2+}) • Kohlendioxid (CO_2) • Dihydrogensulfid (H_2S) • Ammoniak (NH_3) • Methan (CH_4)

Grundsätzlich sind Fluide, die aus Tiefen von über 1000 m unterhalb der Geländeoberkante gefördert werden, hochmineralisch angereichert. Der Gesamtlösungsinhalt (TDS: Total Dissolved Solids) entspricht hier mehreren g/kg (>100g/kg). Die Nutzung der Erdwärme zur Stromerzeugung bedarf aus wirtschaftlicher Sicht einer Mindesttiefe von 2000 m. Damit sind also immer hochmineralisierte Thermalfluide vorhanden (Stober et al., 2014, S. 344).

5.2.2 Bedeutung für Geothermiekraftwerke

Im Besonderen bei dem Dry Steam und dem Flash Steam Prozess (siehe Kapitel 2.1.2) wird die Turbine direkt mit dem Dampf bzw. dem sogenannten Thermalfluid des Erdreiches beaufschlagt und es bestehen hohe Anforderungen an die Komponenten der Anlage. Bauteile,

die mit dem Thermalfluid in Verbindung kommen, unterliegen durch Wechselwirkungen den Korrosions- und Ausfällungsmechanismen, die sich durch Druck, Temperatur, Hydrodynamik und den verwendeten Werkstoffen ergeben. Durch die Veränderung des chemischen Gleichgewichts innerhalb des Reservoirs bei der Förderung, der Entspannung in der Turbine und der Kondensation treten Reaktionen zwischen den Elementen auf, welche sich in Form von Ausfällungen einzelner Stoffe in den Komponenten ablagern. Die dadurch entstehenden Verengungen von Querschnitten haben einen Einfluss auf die Strömungsmechanik im System. Besonders Geothermie Reservoirs mit hohen Temperaturen und Fluidanteil verfügen über einen höheren Silikatanteil, welcher zu stärkeren Problemen durch Ablagerungen in den Komponenten führt. Dahingegen haben Geothermieranlagen in Feldern mit hohem Druck und Dampfanteil eine erhöhte Korrosionsproblematik, da dort größere Mengen gelöstes Hydrogensulfat und Hydrogenkarbonat vorliegen (Ocampo-Diaz et al., 2005, S. 1f).

Die Effizienz einer geothermischen Anlage wird von den physikalischen und chemischen Stoffdaten, wie zum Beispiel der elektrischen Leitfähigkeit, dem Redoxpotential, dem pH-Wert, dem Abkühlverhalten bei Wärmeabgabe, der Dichte und Viskosität des Fluides sowie dem Anteil an nicht kondensierbaren Gasen bestimmt. Es handelt sich folglich um ein dynamisches System, welches bei Prozessänderungen entsprechend der Zustandsänderungen verändert (Schneider et al., 2014, S. 567). Zum Beispiel stellen die nicht kondensierbaren Gase, zu nennen sind hier Ammoniak und Schwefelwasserstoff, besondere Anforderungen an den Kondensator und den Kondensatordruck. Das Druckniveau zur Vermeidung von Entgasung und Ausfällungen ist von den vorliegenden Eigenschaften des Thermalfluides abhängig. Eine Reinigung der gelösten Gase am Kondensator ist bei zu hohem Gasgehalt nicht immer hinreichend möglich und die Entspannung des Dampfes erfolgt an diesen Standorten in einer Gegendruckturbine, die den Dampf auf Umgebungsdruck entspannt. Eine Kondensation des Abdampfes wird in diesen Fällen nicht vorgenommen. Generell spielt der Druckverlust im Betrieb einer Geothermieranlage zur Vermeidung von Entgasung eine wichtige Rolle, um erhöhte Korrosion oder Ausfällungen zu vermeiden (Köhler & Saadat, 2000, S. 17; Stober et al., 2010, S. 44ff).

Entsprechend der chemischen Zusammensetzung des Thermalfluides erfolgt im Thermalwasserkreislauf zudem eine Beimischung von Inhibitoren, um vor allem Kieselsäureausfällungen zu vermeiden. Diese können die Korrosion in den einzelnen Komponenten fördern als auch abrasiv wirken und Wartungsintervalle erhöhen (Schneider et al., 2014, S. 567). Daher ist standortabhängig und je nach chemischer Zusammensetzung der Einsatz der verschiedenen Werkstoffe im Thermalwasserkreislauf anzupassen. Eine standardisierte allgemeingültige Modellierung über das Verhalten von Thermalwässern ist nicht möglich, da die vorliegenden geologisch-mineralogischen Verhältnisse an den einzelnen Standorten sehr spezifisch sind

(Brasser et al., 2014, S. 82). Die Zusammensetzung des Thermalfluides ist in der vorliegenden Betrachtung der Hybridisierung von Geothermie bei der solaren Überhitzung in Bezug zur Direktverdampfung in den Receiverrohren von Bedeutung.

5.2.3 Bedeutung für ein Hybridkraftwerk

Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Integration von Parabolrinnenkollektoren in eine bestehende Dry oder Flash Steam Anlage. Es war angedacht, die Parabolrinnen mit dem ungereinigten Dampf direkt zu beaufschlagen, also eine direkte Überhitzung des Thermalfluides vorzunehmen und somit den Einbau eines Wärmeübertragers zu sparen. Dabei liegen Betriebstemperaturen von $>150^{\circ}\text{C}$ an den Förderbohrungen vor. Bei Flash Steam Anlagen wird der Sattedampf durch Entspannung des geförderten Nassdampfes erreicht. Der Sattedampf wird dann über die Parabolrinnenanlage solar überhitzt. Eine Überhitzung des geförderten Dampfes führt zur Veränderung des chemischen Gleichgewichts des Thermalfluides. Dieses kann in Folge der Übersättigung einzelner Minerale zu erhöhter Ausfällung führen (Stober et al., 2010, S. 54). Im Falle einer Direktverdampfung in den Parabolrinnen verändern solche Ablagerungen an den Rohrwänden der Receiverrohre die Strömungsmechanik massiv und führen zu unkontrollierten thermomechanischen Belastungen. Die gelösten Gase, wie z. B. CO_2 oder Schwefelwasserstoff verhalten sich bei Temperaturzunahme zunehmend korrosiv. Beides reduziert den Lebenszyklus der deutlich kostensensibleren Parabolrinnen. Bei der Direktverdampfung in Parabolrinnenkraftwerken spielt die Qualität des Speisewassers in den Receiverrohren eine wichtige Rolle. Nachstehende Tabelle 5-2 zeigt einen groben Überblick über die geforderten chemischen Parameter des Speisewassers bei DSG (Zur Verfügung gestellt von der Firma Solarlite) im Vergleich zu beispielhaft gegebenen Parametern eines geothermalen Fluides. Bei den Angaben der Geothermie beziehen sich auf Messung des Kraftwerks im Norddeutschen Becken und können an anderen Standorten von den aufgezeigten Werten abweichen.

Tabelle 5-2: Anforderungen die Qualität des Speisewasser in Parabolrinnen (Solarlite, Schröder et al., 2008)

Parameter	Solarthermie DSG		Geothermie (Bsp.)	
	Wert	Einheit	Wert	Einheit
pH	$> 9,2$	-	5,9	-
Total Dissolved Solids (TDS)	< 30	$\mu\text{S/cm}$	145.000 (allg. $>100\text{g/l}$)	$\mu\text{S/cm}$
Silikat	< 12	mg/l	-	-
Eisen	$< 0,03$	mg/l	> 40	mg/l
Kohlenstoffgehalt	$< 0,5$	mg/l	-	-

Allein durch den geforderten TDS von $<30 \mu\text{S/cm}$, der mit $145.000 \mu\text{S/cm}$ weit überschritten oder dem geforderten basischen pH-Wert von $>9,2$, der mit einem gegebenen sauren pH-Wert von $5,9$ unterschritten wird, lässt sich die Beaufschlagung der Parabolrinnen mit dem geförderten Fluid ausschließen. Durch den hohen Mineralisationsgrad und die strömungsmechanische sowie thermomechanischen Belastungen in den Receiverrohren der Parabolrinnen wäre der Lebenszyklus einer solchen Anlage deutlich herabgesetzt. Parabolrinnenanlagen sind immer noch relativ kostenintensiv (vgl. durchschnittlicher LCOE bei Geothermie von $0,08 - 0,13 \text{ USD/kWh}$ und Solarthermie $0,25-0,4 \text{ USD/kWh}^2$). Daher hat ein Hybridkraftwerk Geothermie mit Solarthermie deutlich höhere Investitionskosten als das alleinstehende Geothermiekraftwerk. Bei vermindertem Lebenszyklus der Parabolrinnen durch die direkte Beaufschlagung mit dem Thermalfluid wird für das Hybridkraftwerk eine Amortisation möglicherweise nicht erreicht. Daher ist auch aus wirtschaftlicher und der ressourcenschonenden Sicht eine Direktverdampfung in den Parabolrinnen mit dem Thermalfluid nicht erstrebenswert und wird für die nachstehende Arbeit nicht weiter betrachtet.

Auf Grund dessen erfolgt die solare Überhitzung in einem Geothermiekraftwerk über einen mit Thermoöl geführten Sekundärkreislauf. Zu beachten ist, dass eine Überhitzung weitere werkstoff- und verfahrenstechnische Herausforderungen an den Anlagenbetrieb stellt. Durch die richtige Auswahl von Werkstoffen und/oder durch die Beseitigung von Schwefelwasserstoff und anderen Gasen im Separator bei Flash Steam Anlagen ist eine Erhöhung des Lebenszyklus der Anlagenkomponenten möglich. Die angestrebte Temperatur der Überhitzung des Fluides ist bei den Hybridkraftwerken an die vorliegenden chemischen Eigenschaften des Thermalfluides am Standort anzupassen, bleibt aber durch den Einsatz von Thermoöl auf eine Temperatur von höchstens 400°C begrenzt (Thain & DiPippo, 2015, S. 15).

Die Möglichkeiten einer Direktverdampfung in Parabolrinnen wird in einer Versuchsanlage an einem Geothermiekraftwerk in El Salvador von der Firma LaGeo S.A. getestet. Der Nassdampf aus dem Erdreich wird dabei mit gereinigtem Wasser vermischt und die Auswirkungen in den Receiverrohren der gelösten Minerale gemessen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei dem Thermalnassdampf um bereits über einen Separator abgeschiedenes Fluid handelt, welches nach der Überhitzung in Parabolrinnen erneut in einem Entspannungstank separiert und in eine weitere Turbine entspannt wird (LaGeo, 2013).

5.3 Vorbetrachtung Konzeptionierung Hybridkraftwerk

Die in Kapitel 5.1 vorgestellten, bereits untersuchten Konfigurationen eines Hybridkraftwerk Geothermie in Kombination mit Solarthermie basieren auf unterschiedlichen Zielsetzungen; der Erhöhung des Massenstromes und thermischen Wirkungsgrads bei Reservoirs mit ge-

² siehe REN21 2017, S. 92-95

ringerem Temperaturniveau oder dem Ausgleich von Leistungsverlusten durch Luftkühlung und/oder durch Temperaturabnahme in den Reservoirs. Das Solarfeld wird daher in diesen Anwendungsfällen den Leistungsverlusten entsprechend dimensioniert. Für das in dieser Arbeit zu betrachtende Konzept der solaren Überhitzung wird hingegen die Erhöhung der Betriebstemperatur im Kraftwerksprozess angestrebt.

Die Dimensionierung einer solaren Überhitzung erfolgt an Hand der angestrebten Dampftemperatur am Eintritt der Turbine. Daher werden nachstehend kurz die einzelnen Möglichkeiten zur Integration der solaren Überhitzung bei Geothermiekraftwerken diskutiert.

5.3.1 Solare Überhitzung bei ORC oder Kalina Kreisprozessen

In Niederenthalpie-Reservoirs beruht der anschließende Kraftwerks-Kreisprozess auf einem ORC- oder Kalina-Kreislauf. Wasser als Arbeitsmittel eignet sich bei Niederenthalpie-Reservoirs (geförderte Temperaturen $<150^{\circ}\text{C}$) auf Grund der zu hohen Verdampfungstemperatur von Wasser bei Umgebungsdruck nicht. Daher werden organische Arbeitsmedien mit niedrigen Verdampfungstemperaturen oder im Falle eines Kalina Prozesses ein Wasser-Ammoniak Gemisch eingesetzt. Bei den Arbeitsmedien handelt es sich z.B. um organische Fluide wie Isobutan, Propan, Isopentan oder Kohlenstoffdioxid (Vetter, 2011, S. 10).

Die Arbeitsmittel werden in feuchte und trockene, sogenannte retrograde Fluide eingeteilt. Bei den retrograden Fluiden wie z.B. Isobutan hat die Taulinie eine positive Steigung, sodass bereits ohne eine Überhitzung des Arbeitsmediums überhitzter Abdampf am Turbinenausstritt vorliegt und die Wärme vor der Kondensation erst abgeführt werden muss (5→6 Enthitzung in Abbildung 5-8). Das T-s-Diagramm eines ORC-Kreisprozess mit retrogradem Arbeitsmedium ist in der nachstehenden Abbildung 5-7 ohne und in Abbildung 5-8 mit Überhitzung dargestellt. Das Arbeitsmedium wird in der Speisepumpe komprimiert (1→2), über einen Wärmeübertrager erwärmt (2→3), verdampft (3→4) und könnte dann z.B. über einen weiteren Wärmeübertrager solar überhitzt (4→4') werden. Das überhitzte Arbeitsmedium wird dann in der Turbine entspannt (4'→5'), isobar enthitzt (5→6 / 5'→6) und abschließend kondensiert (6→1). Wie in der Abbildung 5-8 und Abbildung 5-7 dargestellt liegt bei der Entspannung in der Turbine das Arbeitsmedium stets außerhalb des Nassdampfgebietes. Durch die Überhitzung müssten daher größere Wärmemengen im Abdampf abgeführt werden. Eine Überhitzung eines retrograden Arbeitsmittels führt nicht zu einer Effizienzsteigerung und ist daher aus energetischer Sicht nicht sinnvoll (Stieglitz & Heinzel, 2012, S. 577).

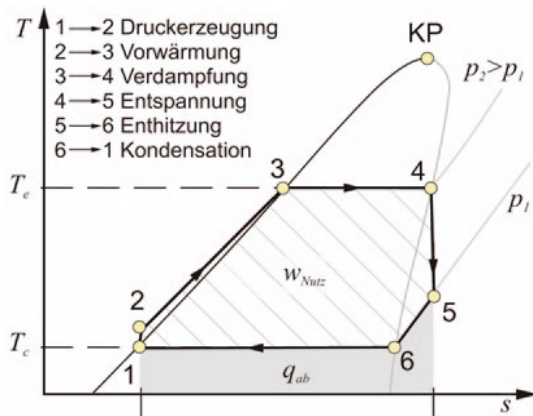


Abbildung 5-7: T-s-Diagramm mit ÜH
(Stieglitz & Heinzel, 2012)

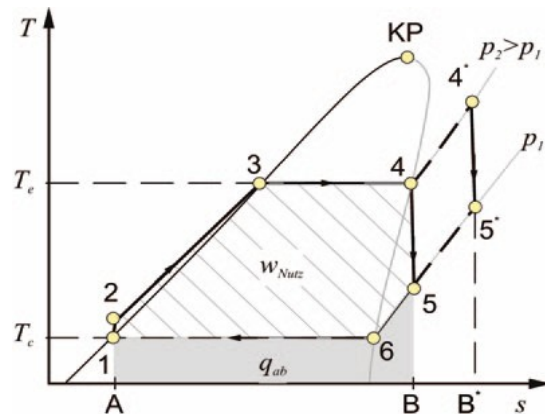


Abbildung 5-8: T-s-Diagramm ohne ÜH
(Stieglitz & Heinzel, 2012)

Zudem begrenzt der kritische Druck und Temperatur bei den verwendeten Fluiden die möglichen Überhitzungstemperaturen. Diese Temperaturbegrenzungen bei der Energiegewinnung aus solarer Einstrahlung und bedingt durch die relativ hohen Kosten der Parabolrinnen machen ein Konzept zur solaren Überhitzung für Binary Cycle Anlage unwirtschaftlich und aus technischer sowie energetischer Sicht unattraktiv (Stieglitz & Heinzel, 2012, S. 577).

5.3.2 Solare Überhitzung im dampfgeführten Rankine-Kreisprozess

Nachfolgend erfolgt eine kurze Betrachtung einer solaren Überhitzung für einen dampfgeführten Sekundärkreislauf. Wird als Arbeitsmittel Wasser verwendet, können höhere Überhitzungstemperaturen erzielt werden und es liegt am Austritt der Turbine kein überhitzter Abdampf vor. Außerdem ist die Zusammensetzung des Thermalfluides standortabhängig und die Auswirkungen auf die Technik nicht standardmäßig bei Geothermiekraftwerken vorhersehbar. In einem dampfgeführten Sekundärkreislauf bietet sich der Vorteil, dass die einzusetzenden Werkstoffe in den einzelnen Komponenten der Anlage nicht standortspezifisch anzupassen sind. Ferner kann dadurch die Kontamination der Bauteile mit dem Thermalfluid auf den Wärmeübertrager begrenzt werden (Turchi et al., 2014, S. 818).

In einem Kraftwerk mit einem dampfgeführten Sekundärkreislauf wird das Speisewasser durch die thermische Energie der Geothermiequelle über einen Wärmeübertrager zunächst vorgewärmt und anschließend in einem weiteren verdampft. Der so erzeugte Sattedampf wird dann in den Receiverrohren der Parabolrinnen mittels der Solarenergie überhitzt. Durch die Direktverdampfung in den Receiverrohren kann auf den Einsatz eines weiteren Wärmeübertragers verzichtet und somit die thermischen Energieverluste der Anlage reduziert werden. Dabei würde es sich aber bei einem solchen Kraftwerk weitestgehend um einen Neubau der über Tage Hybrid-Solar-Geothermie Anlage handeln.

Zur Beurteilung eines solchen dampfgeführten Systems mit der thermischen Energiezufuhr über die Geothermiequelle als Verdampfer, ist ein dampfgeführter Rankine-Kreisprozess in

der Simulationssoftware EBSILON® Professional (vgl. Berechnungsgrundlage in Kapitel 6.1 sowie dem Kraftwerksaufbau im Anhang A.1) beispielhaft modelliert und berechnet worden. In der Abbildung 5-9 ist das T-Q Diagramm des simulierten dampfgeführten Kreisprozesses dargestellt.

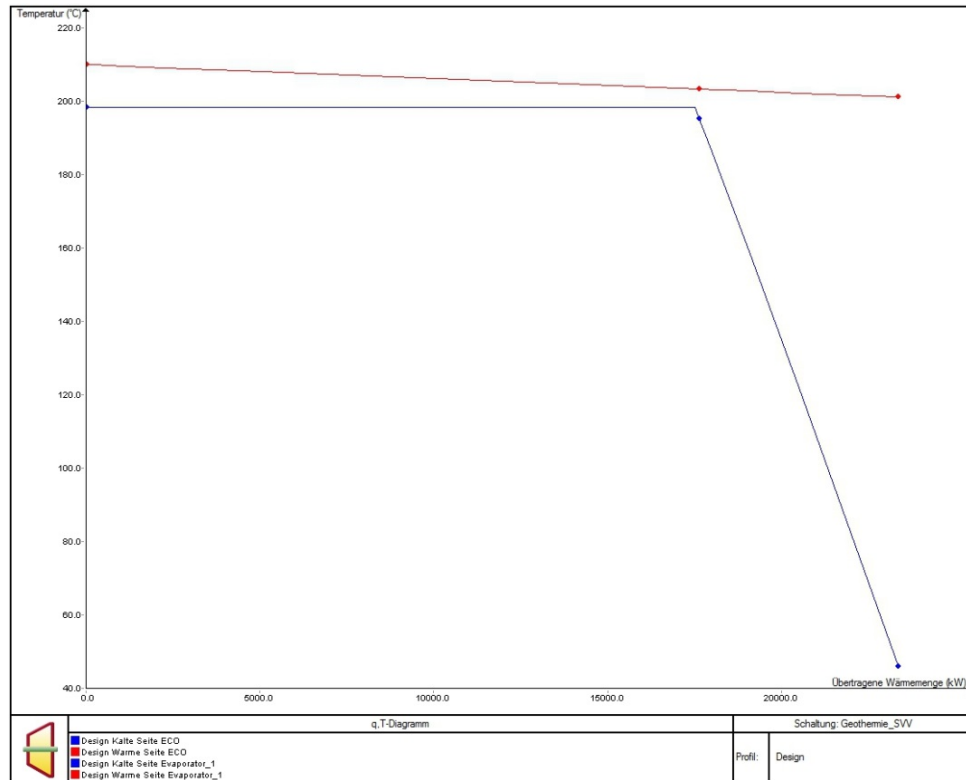


Abbildung 5-9: T-Q- Diagramm zum dampfgeführten Rankine-Kreisprozess (eigene Darstellung aus EBSILON)

Die Berechnung basiert auf einem alleinstehenden Geothermiekraftwerk auf Basis der Frischdampfdaten des Referenzkraftwerkes in Tabelle 7-1 im Kapitel 7.1.1. Dabei erfolgte die Simulation unter der Annahme, das Speisewasser im Rankine-Kreisprozess vorerst zu erwärmen, dann in einem Wärmeübertrager zu verdampfen und anschließend in der Turbine zu entspannen. Die Kondensation erfolgt über eine Nasskühlung. In einem solchen System sind hohe Temperaturen im Reservoir notwendig, da ansonsten keine Verdampfung des Speisewassers möglich ist. Die Berechnungen des Konzeptes in EBSILON® Professional zeigten, dass hohe Massenströme aus dem Erdreich zu fördern sind, um die entsprechende Nennleistung des Kraftwerkes zu erreichen. Ferner kann durch den Pinch-Point die thermische Energie der Geothermiequelle nur gering nutzbar gemacht werden. Der Pinch Point beschreibt die notwendige Temperaturdifferenz eines Wärmeübertragers, ohne welche ansonsten keine Wärmeübertragung stattfindet. Im dargestellten Kraftwerksprozess liegt bei einem Druck von 14 bar im Kreisprozess die Sattdampf Temperatur bei $\approx 195^{\circ}\text{C}$. Liegt nun wie für die dargestellte Berechnung angenommen ein 215°C heißes Thermalfluid vor, kann dieser am Austritt nur auf bis zu 203°C herabgekühlt werden. Wie in der Abbildung 5-9 darge-

stellt erfolgt zunächst eine Vorwärmung des Speisewassers mit der abschließenden Verdampfung. Es zeigt sich, dass ein Großteil der geförderten thermischen Energie der Erdwärme, bei angestrebter Verdampfung von Speisewasser im Sekundärkreislauf, ungenutzt bleibt. Daher ist eine Hybrid-Konfiguration aus Geothermie mit einer solaren Überhitzung im dampfgeführten Rankine-Kreisprozess auf Grund des Pinch Points sowie des Bedarfs an großen geförderten Massenströmen aus energetischer und technischer Sicht nicht sinnvoll.

Eine andere Möglichkeit der Hybridisierung bietet sich beim dampfgeführten Sekundärkreislauf über die Speisewasservorwärmung mittels der Geothermie in Niederenthalpie-Lagerstätten in einem Solarkraftwerk. Ein solches System ist bereits von Turchi et al. (2014) modelliert worden. In diesem System findet keine Verdampfung über die Geothermiequelle statt und unterliegt somit nicht der genannten Pinch-Point Problematik. Diese Form der Hybridisierung von Geothermie und Solarthermie wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter behandelt, da es sich dabei um ein System zur Reduktion des, für die Speisewasservorwärmung notwendigen Anzapfdampfs handelt. Eine reine solare Überhitzung von geothermisch erzeugtem Sattedampf wird nicht vorgenommen (Turchi et al., 2014).

Auf Grund der dargestellten thermodynamischen Einschränkungen ist eine Konzeptionierung einer solaren Überhitzung in einer Binary Cycle Anlage im ORC-/ Kalina- oder in einem dampfgeführten Rankine-Kreisprozess nicht sinnvoll. Daher erfolgt die Auslegung eines Konzeptes zum Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung in einer Dry, bzw. in einer Flash Steam Anlage.

6 Berechnungsgrundlage

Nachstehend wird zum Verständnis der Arbeit auf die Berechnungsgrundlage des Simulationsprogrammes EBSILON® Professional und Greenius eingegangen.

6.1 Berechnungsgrundlage EBSILON® Professional

EBSILON® Professional (Version 13) ist ein Simulationsprogramm der Firma Steag Energy Services GmbH und dient der Modellierung von thermodynamischen Kreisprozessen. Die Software findet Anwendung im Bereich der Entwicklung, Akquisition und Planung von Kraftwerken und dient sowohl zur verfahrenstechnischen Auslegung als auch zur Optimierung von Kraftwerken. Je nach Aufbau des zu betrachtenden Kraftwerkes kann der Kreisprozess als auch einzelne Bauteile und Teilsysteme in der Softwareumgebung modelliert, parametrisiert und simuliert werden. Der Kraftwerksprozess wird entsprechend der Eingabeparameter als offenes oder geschlossenes System bilanziert. Neben der Simulation von konventionellen Kraftwerken ist es ebenfalls möglich, Solarthermiekraftwerke mit unterschiedlichem Wärme-

tr germedium zu implementieren und zu simulieren. Als Berechnungsgrundlage des Arbeitsmittels dienen verschiedene Stoffdaten. Für Wasser und Wasserdampf beispielsweise gilt die Wasserdampf tabel nach geltendem Industriestandard. Die Bezeichnungen der Bauteile können in Tab. 2-1 aus Anhang A.2 nachgesehen werden (Steag Energy GmbH, 2017).

Bei der Modellierung des Flash Steam Geothermiekraftwerks mit und ohne Überhitzung handelt es sich um einen offenen Kreisprozess, in dem die Verpressung des Thermalfluides als auch die Förderung nicht abgebildet wird, da hierzu auch keine genauen Parameter vorliegen. Die Berechnungen des offenen Kraftwerksprozesses beruhen auf der Energieerhaltung, also der Bilanzierung der zugeführten und abgeführten Energieströme. Aus dem Geothermie-Reservoir wird Nassdampf unter hohem Druck gefördert.  ber das Bauteil 1 in EBSILON werden dem Kraftwerksprozess die Startwerte, also der vorherrschende Druck, die Temperatur und der geförderte Massenstrom \dot{m}_{Ein} vorgegeben. Im sogenannten Entspannungstank (Bauteil 34) wird der geförderte Nassdampf auf das entsprechende Druckniveau des Kraftwerksprozesses hin entspannt. Der Druck vom Kraftwerksprozess ist durch eine Wertangabe (Messstelle Bauteil 46) hinter dem Entspannungstank angegeben. Der Satteldampfmassenstrom \dot{m}_{Dampf} errechnet sich zu

$$\dot{m}_{Dampf} = x * \dot{m}_{Ein} \quad 6-1$$

mit x

$$1 - x = \frac{h_{Ein} - h_{Dampf}}{h_{Kondensat,ET} - h_{Dampf}} \quad 6-2$$

Der Massenstrom $\dot{m}_{Kondensat,ET}$ des abgeschiedenen Kondensats des geförderten Fluides ergibt sich aus der Massenbilanz zu

$$\dot{m}_{Kondensat,ET} = \dot{m}_{Ein} - \dot{m}_{Dampf} \quad 6-3$$

Dieser Massenstrom wird aus dem Entspannungstank wieder zurück in das Geothermie-Reservoir gefördert bzw. verpresst.

Im gegebenen Prozess werden über ein Rohrleitungsbauteil (Bauteil 13) die Druckverluste von 1 bar und die Temperaturverluste in den Leitungen zur Turbine berücksichtigt. Daraus resultiert der Eintrittsdruck an der Turbine. In der Dampfturbine (Bauteil 6) wird der Satteldampf auf den Kondensatordruck entspannt. Zur Berechnung der Enthalpiedifferenz in Folge der Expansion wird die Methode des isentropen Wirkungsgrades genutzt und die Enthalpie am Austritt der Turbine bestimmt. Die mechanische Leistung der Welle der Turbine ergibt sich zu:

$$P = (\dot{m}_{Dampf} * (h_1 - h_{2is}) * \eta_{is}) * \eta_{mech} - Q_{LossM} \quad 6-4$$

Mit \dot{m}_{Dampf} für den Massenstrom am Eintritt, der spez. Enthalpie h_1 am Ein- und mit h_{2is} der isentropen Enthalpie am Austritt der Turbine. Zudem wird mit η_{is} der isentrope Wirkungsgrad, mit η_{mech} die relativen mechanischen Verlusten, und mit Q_{LossM} die absoluten mechanischen Verluste der Turbine berücksichtigt. Am Generator (Bauteil 11) ist zur Berechnung der Leistung des Kraftwerkes die mechanische Leistung der Welle mit dem Generatorwirkungsgrad zu multiplizieren (Steag Energy GmbH, 2017).

Für die Kondensation können in EBSILON verschiedene Kühlsysteme berücksichtigt werden. In dem betrachteten Fall handelt es sich um einen Ventilatorkühlturm (Bauteil 112), also einem Hybridkühlturm. Am Ventilatorkühlturm wird die Umgebungstemperatur und der Umgebungsdruck über die Startwerteingabe (Bauteil 33) angegeben. Grundsätzlich besteht der Ventilatorkühlturm aus den nassen und trockenen Kühlzonen sowie dem Ventilator. Die Temperatur am Kondensator wird durch den vorherrschenden Druck des Kraftwerksprozesses festgelegt. Dieser wird dann in der Modellierung durch eine Messstelle in der Berechnung an der Dampfleitung zum Kondensator vorgegeben. Die Kondensatorleistung errechnet sich mit der Enthalpiedifferenz und dem Massenstrom (vgl. Formel 6-5).

Bei der Auslegung der Überhitzung ist zunächst die notwendige Wärmeleistung, bzw. thermische Energiezufuhr zu berechnen. Diese lässt sich mit der Eintrittstemperatur in den Wärmeübertrager und der gewünschten Überhitzungstemperatur über die nachstehende Formel 6-5 zunächst abschätzen.

$$\dot{Q} = \dot{m} * (h'' - h') \quad 6-5$$

In der Berechnung des Kraftwerkes mit Überhitzung wird ein Wärmeübertrager (Bauteil 26) in der Dampfleitung vor der Turbine integriert und über die Randwertangabe der gewünschten Überhitzungsparameter angegeben. Dadurch ist die Modellierung eines Solarfeldes in EBSILON nicht notwendig. Die übertragene Wärmemenge errechnet sich zu:

$$\dot{Q} = k * A * \Delta T_{mit} \quad 6-6$$

mit k für den mittleren Wärmedurchgangskoeffizient, A für die Wärmeübertragungsfläche und ΔT_{mit} der mittleren Temperaturdifferenz (Steag Energy GmbH, 2017).

6.2 Simulationsumgebung Greenius

Das Berechnungsprogramm Greenius ist ein vom DLR eigens entwickeltes Tool zur Kalkulation von Projekten aus dem Bereich der regenerativen Energien. Das Programm dient der Ertragsberechnung der Technologien, also zur technischen und wirtschaftlichen Machbarkeitsanalyse von Projektvorhaben in der frühen Planungsphase. Es können sowohl linienfokussierende und punktfokussierende Solarthermie-Systeme als auch Photovoltaikanlagen,

Windkraftanlagen und Brennstoffzellen abgebildet werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird ausschließlich auf die Berechnungsgrundlage der Simulation von Parabolrinnenkraftwerken mit Integration von thermischem Wärmespeicher und fossil-gefeuerten Backup-System eingegangen.

6.2.1 Technische Simulation

Als Grundlage der technischen Simulation dienen die technologiespezifischen Parameter als auch die für den gewählten Standort relevanten geographischen bzw. klimatischen Daten. Die meteorologischen Daten beinhalten Angaben zur Umgebungstemperatur, rel. Luftfeuchtigkeit, Global-, Direkt- und Diffus-Strahlung, Windrichtung und Windgeschwindigkeit sowie zum Luftdruck und dem Sonnenverlauf. Die Eingabe einer Betriebskurve bzw. der Betriebsstrategie ist in Greenius möglich und wird bei der Betrachtung der fossilen Überhitzung und der aus fossiler sowie solarer Energie erzeugten Überhitzung angewendet.

Zu den technologiespezifischen Parametern gehören Angaben zu den gewählten Parabolrinnenkollektoren (optischer Wirkungsgrad, Einfallswinkel, Solarfeldgröße, geometrische Daten) sowie weitere kollektorspezifische Werte zur Berechnung der Wärmeverluste. In den nachstehenden Berechnungen werden die kollektorspezifischen Daten des Herstellers Solarlite zu Grunde gelegt. Ferner ist das Kollektorfeld, d.h. die Feldgeometrie sowie die Auswahl des Wärmeträgermediums zu definieren. Im Anschluss dazu wird der thermische Energiespeicher näher spezifiziert, ebenso wie der fossile Zusatzkessel. Zur Berechnung des Kraftwerksverhaltens ist der Kraftwerksblock in Greenius näher zu definieren. Diese Angaben entstammen der Berechnung der Kraftwerkssimulation mit Überhitzung aus EBSILON. Dieses beinhaltet das Leistungsverhalten des Kraftwerks in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur und der Luftfeuchtigkeit, sowie dem Anteil der solaren Leistung, der Eigenverbrauch, die Eintritts- und Austrittstemperatur des Solarfeldes übergeben.

Die Berechnungen des thermischen Energie Outputs errechnen sich aus der Energiebilanz; der absorbierten Wärmemenge des Solarfeldes Q_{Abs} , der Wärmeverluste des Kollektors $Q_{Verluste,Kol}$ und den Wärmeverlusten in den Leitungen $Q_{Verluste,Leitung}$.

$$Q_{out} = Q_{Abs} - Q_{Verluste,Kol} - Q_{Verluste,Leitung} \quad 6-7$$

Dabei errechnet sich die absorbierte Wärmemenge zu

$$Q_{abs} = A_{eff} * n_{row} * n_{col} * Q_{use} * \eta_{opt} \quad 6-8$$

Mit A_{eff} für die effektiven Spiegelfläche, und n_x für die Anzahl an Kollektorreihen oder Kollektoren. Ferner wird mit Q_{use} , die Energiemenge berücksichtigt, die sich aus der solaren Direktnormalstrahlung, dem Einfallswinkel, sowie den Verlusten durch Abschattung und den

Endverlusten ergibt. Über den optischen Wirkungsgrad η_{opt} werden die kollektorspezifischen Eigenschaften berücksichtigt. Dieser ergibt sich aus dem empirisch ermittelten optischen Wirkungsgrad bei senkrechter Einstrahlung, dem Sauberkeitsfaktor des Kollektors und dem sogenannten IAM (IAM: Incident Angle Modifier).

$$\eta_{opt} = \eta_{opt,o} \cdot IAM \cdot \chi \quad 6-9$$

Mit dem IAM wird das Verhalten der schrägeinfallenden solare Einstrahlung beschrieben und errechnet sich mittels der empirisch ermittelten Faktoren a_x . Diese Faktoren werden vom experimentell ermittelt und vom Hersteller vorgegeben. Der IAM ergibt sich aus der nachstehenden Formel 6-10.

$$IAM = 1 - \frac{a_1 \cdot \theta + a_2 \cdot \theta^2 + a_3 \cdot \theta^3}{\cos \theta} \quad 6-10$$

Der Kollektorstufenwirkungsgrad des Solarfeldes kann mit der folgenden empirischen Formel berechnet werden:

$$\eta_{Kol} = K \cdot \eta_{opt,o} \cdot \eta_{cl} - \left(K \cdot b_0 \cdot \Delta T + \frac{b_1 \cdot \Delta T + b_2 \cdot \Delta T^2 + b_3 \cdot \Delta T^3 + b_4 \cdot \Delta T^4}{DNI} \right) \quad 6-11$$

Dabei beschreibt b_x die Wärmeverluste der Receiverleitungen, welche ebenfalls experimentell ermittelt und vom Hersteller vorgegeben werden. Mit η_{cl} für den Wirkungsgrad der Spiegelsauberkeit. Der Faktor K beschreibt die Abhängigkeit der optischen Effizienz vom Einstrahlungswinkel der Solarstrahlung, bzw. der Sonnenposition. Dieser errechnet sich zu:

$$K = IAM \cdot \cos \theta \quad 6-12$$

Die Temperaturdifferenz ΔT beschreibt die Differenz zwischen der Umgebungstemperatur und der arithmetischen Mitteltemperatur zwischen Ein- und Austritt des Kollektors und errechnet sich zu:

$$\Delta T = \frac{T_{SP,in} + T_{SP,out}}{2} - T_{amb} \quad 6-13$$

Mit $T_{SP,in}$ für die Eintrittstemperatur und $T_{SP,out}$ für die Austrittstemperatur des Kollektors. Grundsätzlich kann in Greenius eine technische, aber auch eine wirtschaftliche Simulation des Projektes durchgeführt werden. Die technische Kalkulation des Projektes basiert auf der Auswahl eines repräsentativen typischen Betriebsjahres, obwohl der Lebenszyklus einer Anlage beispielsweise auf 20-30 Jahre ausgelegt ist. Die erzielte zeitliche Prognose ergibt sich nach der Auflösung der meteorologischen Datengrundlage und kann grafisch dargestellt werden. Gleiches gilt für die wirtschaftliche Kalkulation. Diese basiert im Verlauf dieser Arbeit auf der Annahme, dass der Betrieb der Anlage über den gesamten Lebenszyklus gleich den errechneten Ergebnissen des repräsentativen Betriebsjahres ist. Die Beschreibung der Berechnung können im Greenius User Manual nachgelesen werden. (DLR, kein Datum).

6.2.2 Wirtschaftliche Simulation

Bei der wirtschaftlichen Simulation sind Angaben zu den spezifischen Investitionskosten, den Komponentenkosten, Betriebskosten (O&M: Operation & Maintenance) sowie zum Lebenszyklus der Anlage zu berücksichtigen. Außerdem sind für die Wirtschaftlichkeitsanalyse relevante Eingaben zum Vergütungstarif des Standortes, Steuern und Abgaben, Zinsrate, sowie Referenzdaten zu den konventionellen Erzeugern einzupflegen. Zudem wird hier eine Annahme zur Finanzierungsstrategie des Projektes getroffen. Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die gesamten Kapitalströme des Betriebs während der Konstruktionsphase, der Schuldentilgung, der Abschreibung und zur Besteuerung angegeben.

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergibt sich die Gesamtsumme der Investitionen C_i aus den spezifischen Kosten der Anlagenkomponenten und der Kapazität, bzw. der Aperturfläche und errechnet sich zu:

$$C_i = A_{mir} * c_{sf} + P_{pb} * c_{pb} + P_{ts} * c_{ts} + [A_{sf} + A_{pb}] * c_{Land} \quad 6-14$$

Dabei beschreibt A_{mir} die Aperturfläche des Solarfeldes in m^2 und c_{sf} die spezifischen Kosten des Solarfeldes in $\$/m^2$. Die Kosten des Kraftwerksblocks werden über das Produkt $P_{pb} * c_{pb}$ aus der Kapazität und den spezifischen Kosten in der Rechnung berücksichtigt. Bei dieser Rechnung werden über die Kosten des Kraftwerksblocks die Betriebskosten der Geothermieranlage in der Simulation berücksichtigt. Mit dem Produkt $P_{ts} * c_{ts}$ fließen die Investitionen des thermischen Energiespeichers in der Rechnung ein. Zusätzlich zu den Anlagenkosten fallen noch bei den Investitionen die Grundstückskosten über die Gesamtfläche, also der Spiegelfläche und der Fläche für den Kraftwerksblock multipliziert mit den spezifischen Landkosten an. Zusätzlich dazu werden weitere Kosten wie der Bauversicherung und Bauaufsicht sowie zur Inbetriebnahme als prozentualer Anteil der Anlagenkosten berücksichtigt.

Der Barwert der Investitionen errechnet sich aus der Differenz der Einnahmen R_t und den Aufwendungen C_t des Projektes und ergibt sich zu:

$$NPV = \sum_{t=1}^n [(R_t - C_t) * (1 + d)^{-t}] \quad 6-15$$

Die Stromgestehungskosten (siehe Definition im nachstehenden Kapitel) des Projektes ergeben sich in Greenius zu:

$$LEC = \frac{(C_{in} + C_{O\&M} + C_{Rep} + C_{fuel} + C_{tax}) * Crf}{E_{gen}} \quad 6-16$$

Mit C_{in} für die Kapitalinvestitionen, $C_{O\&M}$ für die Betriebskosten, C_{Rep} für die Ersatzteilkosten, C_{fuel} für die Brennstoffkosten und C_{tax} für die Steuerzahlungen. Diese Kosten werden mit

dem sogenannten Kapitalrückflussfaktor multipliziert und der Energieerzeugung gegenübergestellt. Der Kapitalrückflussfaktor errechnet sich zu:

$$Crf = \frac{d \cdot (1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \quad 6-17$$

Mit d für den Diskontierungssatz und n für den Lebenszyklus der Anlage (DLR, kein Datum).

6.2.1 Definition Stromgestehungskosten

Mit der Methode der Stromgestehungskosten ist es möglich, die unterschiedlichen Kraftwerkstypen bzw. die regenerativen Energieträger miteinander zu vergleichen. Dabei wird aus den anfallenden Kosten für Planung und Errichtung sowie den jährlichen Betriebskosten eine Annuität gebildet und der jährlichen Erzeugung gegenübergestellt. Hierbei handelt es sich um eine Abstraktion eines möglichen Projektes, tatsächliche Stromgestehungskosten lassen sich erst nach der tatsächlichen Laufzeit eines Kraftwerkes benennen (Kost et al., 2013, S. 36). Grundsätzlich sind die Stromgestehungskosten projektspezifisch und können daher an verschiedenen Standorten voneinander abweichen. Die Kosten eines tatsächlichen Projektes für ein Hybridkraftwerk Geothermie mit solarer Überhitzung unterliegen zudem Abweichungen durch geplante Kapazitäten, Standort und damit einhergehend den klimatischen Standortbedingungen der Anlage. Die Basis der Stromgestehungskosten bildet die sogenannte Kapitalwertmethode. Die Aufwendungen und Zahlungsströme der Ein- und Ausgaben werden dabei mittels der Diskontierung auf einen Bezugszeitpunkt berechnet. Der Barwert aller Ausgaben wird durch den Barwert der Stromerzeugung geteilt (Kost et al., 2013, S. 36). Mit den jährlichen Gesamtkosten werden die fixen und variablen Betriebskosten der Anlage berücksichtigt. Mit den Stromgestehungskosten werden also die Kosten pro kWh ermittelt, bei welchem Punkt die Einnahmen gleich den Investitionskosten inklusive der Diskontierung des Geldwertes sind. Dabei handelt es sich lediglich um eine Vergleichsrechnung und nicht um eine Rechnung zur Ermittlung eines Einspeisetarifes. Über den Kapitalrückflussfaktor fließt der Anteil des Eigen- und Fremdkapitals bzw. der Diskontierungsfaktor des Barwertes mit in die Berechnung ein (Kost et al., 2013, S. 36)

7 Konzeptionierung

Im Folgenden erfolgt die Darstellung der technischen Simulation des Geothermiekraftwerkes aus EBSILON sowie der technischen Konzeptionierung, also der Integration einer Überhitzung bei einem Geothermiekraftwerk eingegangen. Daneben erfolgt die Darstellung der Ergebnisse der technischen Simulation aus Greenius.

7.1 Grundlegende Kraftwerksberechnungen

Zunächst wird auf die Kraftwerksberechnungen eines Geothermiekraftwerks ohne und mit Überhitzung eingegangen. Die Daten zum Kraftwerk beruhen auf Angaben der Firma MAN Turbo & Diesel SE. Genaue Daten zum Schaltplan der Anlagen oder zu den Nassdampfparametern vor dem Entspannungstank sowie zur Zusammensetzung des Fluides liegen MAN Turbo & Diesel SE allerdings nicht vor und werden daher entsprechend angenommen.

7.1.1 Berechnungen Geothermiekraftwerk ohne Überhitzung (Referenz)

Bei dem alleinstehenden Geothermiekraftwerk handelt es sich um ein Single Flash Steam Kraftwerk (vgl. Aufbau aus Kapitel 2.1.2). Nachstehende Tabelle 7-1 gibt einen Überblick über die technischen Randdaten des Referenzkraftwerkes.

Tabelle 7-1: Kraftwerksdaten Geothermie

Parameter Geothermiekraftwerk		Wert	Einheit
Angaben	Frischdampfdruck	13	bar
	Frischdampftemperatur	≈195	°C
	Frischdampfmassenstrom	7,5-12	kg/s
	Nennleistung	5,5	MW
	Innerer Wirkungsgrad η_i	ca. 0,78*	-
	Kondensatordruck	0,1	bar
	Endnässe	14-16	%

*Verringerung mit der Zeit auf ungefähr 0,7 - 0,65 je nach Qualität des Frischdampfes³

Diese Daten von MAN Turbo & Diesel SE beziehen sich dabei auf den Sattedampfzustand, also den Frischdampfdaten, die am Eintritt der Turbine vorliegen. Allerdings ist durch den Druck im Kraftwerksprozess von 13 bar und den gegebenen Temperaturen die Enthalpie des Sattedampfmassenstroms sowie des abgeführten Kondensats am Entspannungstank bekannt. Mit einem Dampfanteil von $x=14,4\%$ (vergleichsweise Verhältnis Single Flash Steam Anlage aus Costa Rica (DiPippo, 1999)) lässt sich über die Formel 6-2 die zugeführte Enthalpie des geförderten Nassdampfmassenstroms errechnen. Mit Hilfe der Enthalpie lässt sich so der vorherrschende Druck an der Produktionsbohrung entsprechend der Wasserdampf-tafel abschätzen. Der geförderte Massenstrom ergibt sich aus dem Dampfanteil und der Formel 6-1. Nachstehende Tabelle 7-2 zeigt die errechneten, bzw. teilweise abgeschätzten Annahmen, die für die Parametrisierung und somit der Berechnungen des offenen Kraftwerksprozesses in EBSILON notwendig sind.

³ Einschätzung von Herrn Polklas von MAN Turbo & Diesel SE

Tabelle 7-2: Ergänzenden Annahmen Geothermiekraftwerk

Parameter Geothermiekraftwerk		Wert	Einheit
Ergänzende Annahmen	Förderdruck	43	bar
	Enthalpie Nassdampf	1108,039	kJ/kg
	Nassdampf Massenstrom	74	kg/s
	Wirkungsgrad Turbine mech.	0,95	-
	Wirkungsgrad Generator	0,985	-

Der mechanische Wirkungsgrad der Turbine sowie der Wirkungsgrad des Generators beruhen auf eigenen Annahmen und werden den Berechnungen mit und ohne Überhitzung unterstellt. Abbildung 7-1 zeigt die Kraftwerksmodellierung der Single Flash Steam Anlage in EBSILON, sowie die im Kraftwerksprozess vorherrschenden Zustandsgrößen bei 30°C Umgebungstemperatur und 20% Luftfeuchtigkeit. Die Kraftwerksleistung und der Eigenbedarf verändern sich mit Zu- und Abnahme von Umgebungstemperatur sowie der Luftfeuchtigkeit. Ergebnisse unter anderen Umgebungsbedingungen können daher von dieser Darstellung abweichen.

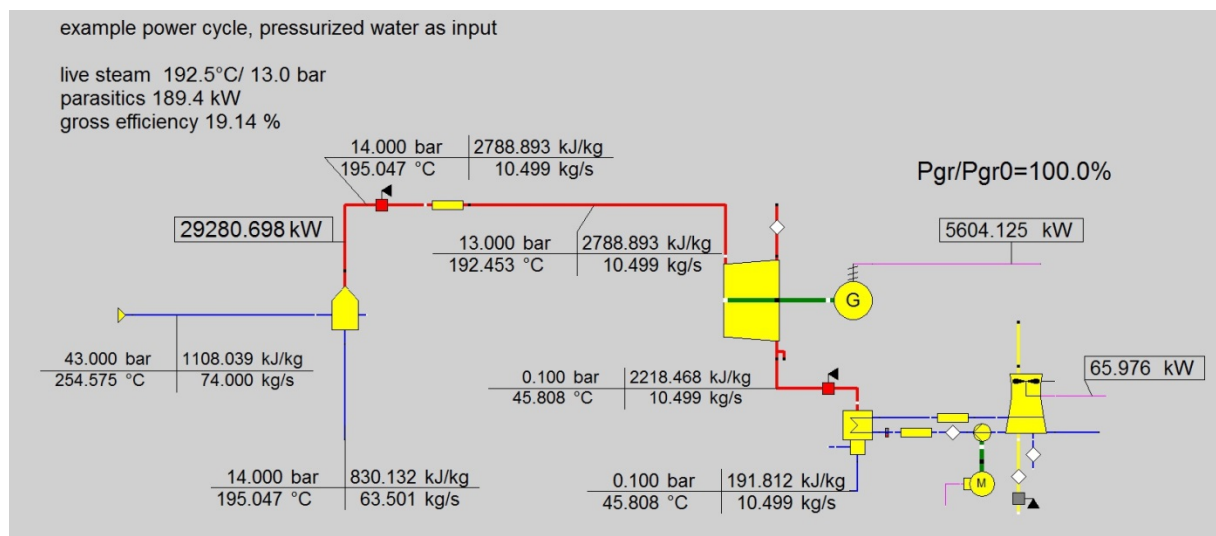


Abbildung 7-1: Darstellung der Modellierung Referenzkraftwerk (Abbildung aus EBSILON)

Über den Förderdruck und die Enthalpie des Nassdampfes ergibt sich die Temperatur an der Förderbohrung zu 254°C. Im Entspannungstank wird der geförderte Nassdampf von 43 bar auf 14 bar entspannt, um mit den Druckverlusten von 1 bar in den Leitungen die am Turbineneintritt anliegenden 13 bar zu erzielen. Der Sattedampf wird mit einer Temperatur von 192,5°C und einem Massenstrom von 10,5 kg/s zur Turbine geleitet. In der Turbine erfolgt die Entspannung des Dampfes auf 0,1 bar mit einer Sättigungstemperatur bei 45,8 °C. Der Abdampf wird im Kondensator kondensiert und ebenso wie das Kondensat am Entspannungstank zurück in das Geothermie-Reservoir injiziert. Für das Kraftwerk ergibt sich ein Bruttowirkungsgrad von ungefähr 19,14 % bei den genannten Umgebungsbedingungen.

Die nachstehende Abbildung 7-2 zeigt das T-s-Diagramm der oben beschriebenen Berechnung des Geothermiekraftwerks ohne Überhitzung. Die nachfolgende Beschreibung der realen Zustandsänderungen des Kraftwerksprozesses bezieht sich auf die in Abbildung 7-2 gekennzeichneten Zahlen. Die Verdampfung (1→2) des geförderten Nassdampfes findet über die Entspannung des Förderdrucks 43 bar auf den Prozessdruck von 14 bar statt. Bei der Entspannung treten Wärmeverluste auf, wie in der Abbildung 7-2 im Verlauf der Zustandsänderung zu sehen. Die Zustandsänderung des Kondensats im Entspannungstank wird im T-s-Diagramm über die Linie 1→5 beschrieben. In der Turbine wird der Sattedampf innerhalb des Nassdampfgebiets von 2→3 entspannt. Die Kondensation des Abdampfs erfolgt entlang der Isobaren von 3→4. Da es sich um einen offenen Kraftwerksprozess handelt, ist die Druckerhöhung des Kondensats im T-s-Diagramm nicht eingezeichnet. Die Druckerhöhung findet bei der Injektion, bzw. der Verpressung des Kondensats in das Geothermie-Reservoir statt.

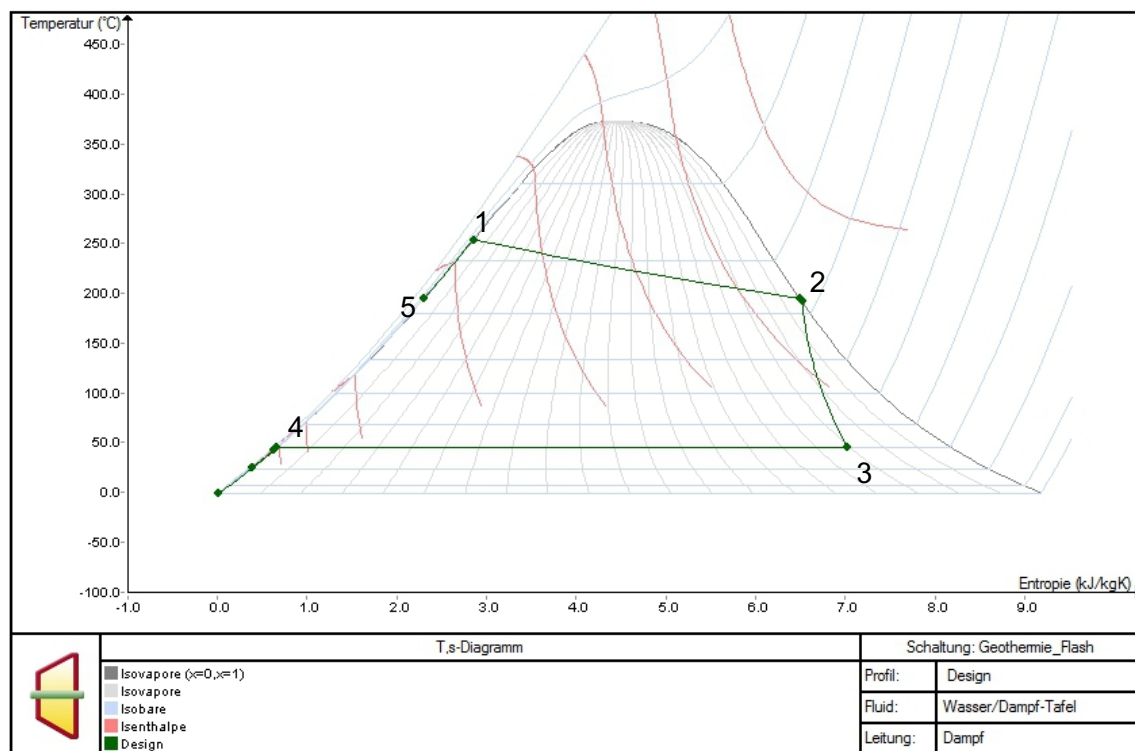


Abbildung 7-2: T-s-Diagramm Referenzkraftwerk (eigene Darstellung aus EBSILON)

7.1.2 Berechnungen Hybridkraftwerk Geothermie mit Überhitzung

Bei der Berechnung des Hybridkraftwerkes wird im Kraftwerkskreislauf ein Wärmeübertrager eingebaut, über welchen das Thermalfluid überhitzt wird. In EBSILON können die Randwerte der Überhitzung über den Sekundärkreislauf mit Thermoöl angegeben werden. Dadurch ist es möglich, die Kraftwerkscharakteristik unabhängig von der eingesetzten thermischen Zusatzenergie (solar oder fossil) zu simulieren. Daher gilt die nachstehende Modellierung des

Kraftwerks mit Überhitzung und die Kraftwerkscharakteristik für alle drei betrachteten Optionen in dieser Thesis. Im Vergleich mit dem Referenzkraftwerkskennfeld lassen sich mit der Modellierung in EBSILON die unterschiedlichen Kraftwerkswirkungsgrade, das Verhalten bei Teillast sowie der Endnässeanteil am Turbinenaustritt im Falle der Überhitzung beurteilen.

Die Dimensionierung der Überhitzung ergibt sich aus der Formel 6-5 aus Kapitel 6.1. Mit einer Temperatur von 192,5°C am Eintritt des Wärmeübertragers und einer gewählten Überhitzungstemperatur auf 330°C sowie einem Massenstrom von 10,5 kg/s im Kraftwerksprozess ergibt sich so eine notwendige Leistungszufuhr von $\approx 3.250 \text{ kW}_{\text{th}}$. Der Massenstrom des Kraftwerksprozesses bleibt im Falle der Überhitzung unverändert. Es treten allerdings zusätzliche Druckverluste von 0,05 bar (siehe Abbildung 7-3) im Kraftwerksprozess sowie Temperaturverluste am Wärmeübertrager der Überhitzung auf. Bei der Konzeptionierung eines Hybridkraftwerkes Geothermie mit solarer Überhitzung wird vom Einbau einer Turbine ausgegangen, welche entsprechend für die überhitzten Dampftemperaturen ausgelegt ist. Bei Turbinen für überhitzten Dampf bei 325°C und 13 bar kann, gemäß Einschätzungen seitens MAN Diesel & Turbo SE³, von einem isentropen Wirkungsgrad von 0,86 ausgegangen werden. Die Kraftwerksangaben aus Tabelle 7-1 bleiben, bis auf die genannte Veränderung des inneren Wirkungsgrads der Turbine unverändert. Die Berechnung der Überhitzung beruht auf den gleichen vorherrschenden Bedingungen an der Förderbohrung und im Entspannungstank wie es für das Geothermiekraftwerk aus Tabelle 7-2 dargestellt worden ist.

Die in der nachstehenden Abbildung 7-3 dargestellten Ergebniswerte entsprechen auch hier den Kraftwerkswerten bei 30°C Umgebungstemperatur und 20% Luftfeuchtigkeit.

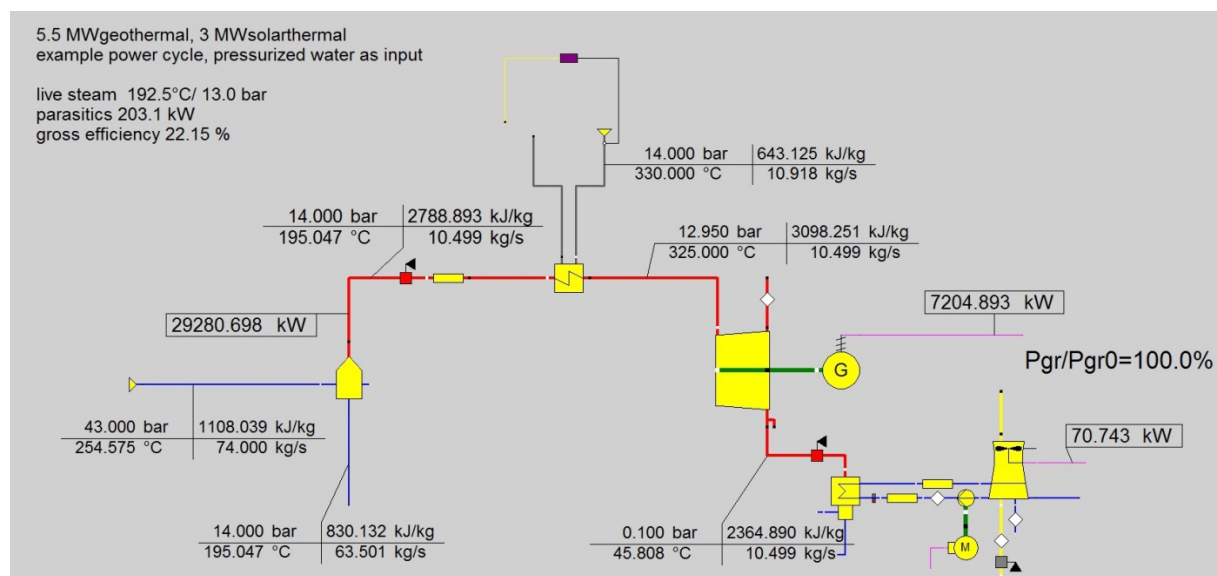


Abbildung 7-3: Darstellung der Modellierung Geothermiekraftwerk mit Überhitzung (Abbildung aus EBSILON)

Nachstehend ist das T-s-Diagramm mit den durch Zahlen gekennzeichneten Zustandsänderungen des Kraftwerksprozesses im Überhitzungsfall in Abbildung 7-4 dargestellt. Ebenso wie im Referenzkraftwerk erfolgt zunächst die Verdampfung (1→2) durch Entspannung des unter Druck geförderten Nassdampfes im Entspannungstank. Am Entspannungstank treten genauso wie im Anwendungsfall ohne Überhitzung Temperaturverluste auf. Die Zustandsänderung des abgeschiedenen Kondensats im Entspannungstank wird hier ebenfalls wieder durch 1→5 beschrieben. Durch die Überhitzung ergibt sich eine Zustandsänderung des Sattdampfes in den überhitzten Dampfbereich (2→2'). Die Entspannung (2'→3) in der Turbine erfolgt dann aus dem überhitzten Dampfbereich in das Nassdampfgebiet. Im Vergleich zum alleinstehenden Geothermiekraftwerk ist der Dampfanteil im Abdampf deutlich höher. Entlang der Isobaren (3→4) wird der Abdampf im Kondensator kondensiert. Bei dem alleinstehenden Geothermiekraftwerk erfolgt die Entspannung des Sattdampfes durchgehend im Nassdampfgebiet, d.h. unterhalb der Taulinie (vgl. Abbildung 7-2).

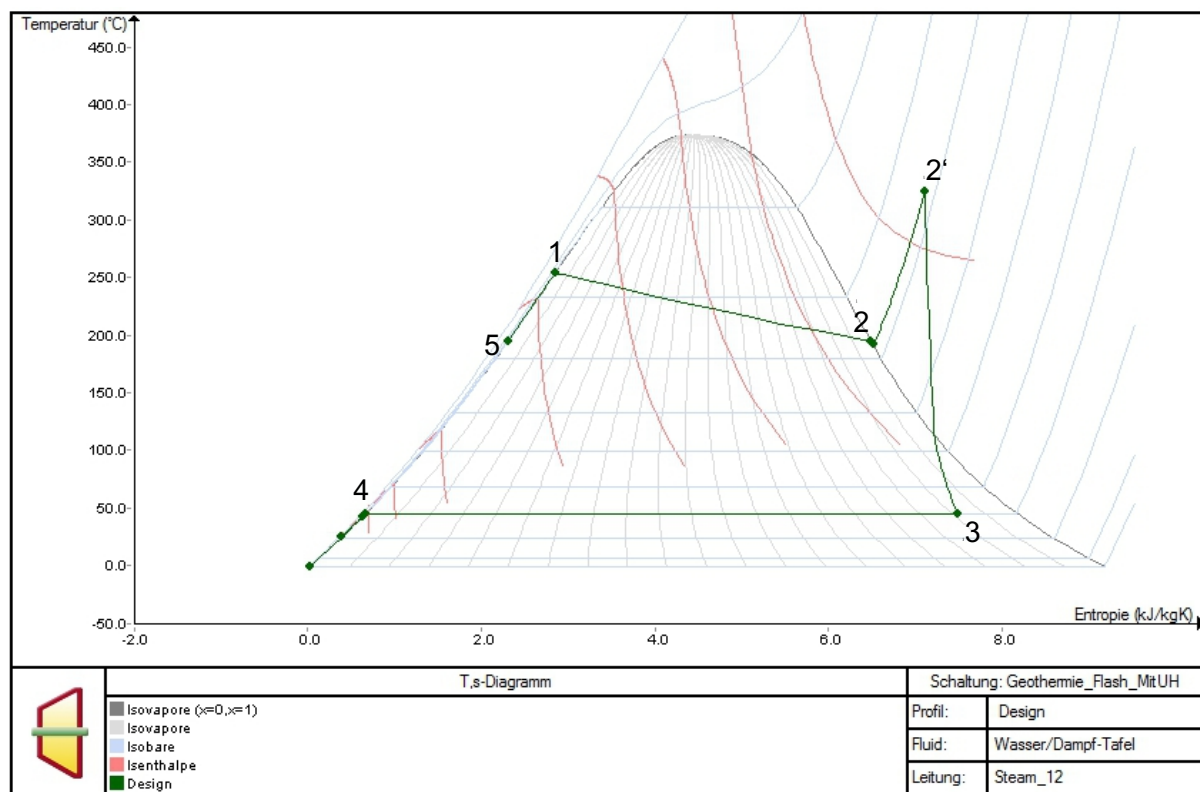


Abbildung 7-4: T-s-Diagramm Kraftwerk mit Überhitzung (eigene Darstellung aus EBSILON)

Durch Kondensation und Tropfenbildung der sogenannten Dampfneße treten in Dampfturbinen zusätzliche Verluste auf. Zudem führt ein höherer Anteil an Dampfneße durch die Geschwindigkeiten innerhalb der Turbine und den Tropfenschlag auf die Turbinenschaufeln zu Schäden und Erosion. Dadurch sind höhere Wartungsintervalle in einer solchen Turbine mit einhergehenden höheren Betriebskosten, z.B. höheren Kosten für Ersatzteile zu erwarten. Im Falle der Überhitzung wird aus dem überhitzten Dampf ins Nassdampfgebiet entspannt.

Der Anteil der Dampfnässe (vgl. T-s-Diagramm aus Abbildung 7-2 und Abbildung 7-4) kann durch die Überhitzung des Sattdampfes verringert werden. Ein geringerer Anteil an Dampfnässe bedeutet eine verminderte Belastung der Turbinenschaufel im Niederdruckbereich. Dadurch ist bei einer Überhitzung in einem Geothermiekraftwerk mit verminderten Wartungsintervallen zu rechnen. Zudem wird die Turbine mit überhitztem Dampf mit besseren inneren Wirkungsgrad gefahren. Demnach kann die thermische Energie der regenerativen Energiequellen besser genutzt werden (Strauss, 2016, S. 260).

7.1.3 Kraftwerkscharakteristik

Mit der Modellierung des Geothermiekraftwerks ohne und mit Überhitzung in EBSILON wird die Kraftwerkscharakteristik in Abhängigkeit von Luftfeuchtigkeit und Umgebungstemperatur simuliert. Mit zunehmender Luftfeuchtigkeit und Temperatur nimmt die Leistung des Kraftwerkes bedingt durch den Einfluss der Umgebungsbedingungen auf den Kondensatordruck ab (Strauss, 2016). Es ergeben sich nachstehende Leistungskurven eines Geothermiekraftwerks. In der Abbildung 7-6 sind beispielhaft die simulierten Leistungskurven ohne Überhitzung für 0%, 50% und 100% Luftfeuchtigkeit dargestellt. Die Abbildung 7-5 zeigt die Kraftwerksleistung und den Kraftwerkswirkungsgrad in Abhängigkeit von der Überhitzungsleistung sowie der Temperatur. Dargestellt ist die Kraftwerkscharakteristik für 50% Luftfeuchtigkeit und der Temperaturenbereich 0°C und 45°C.

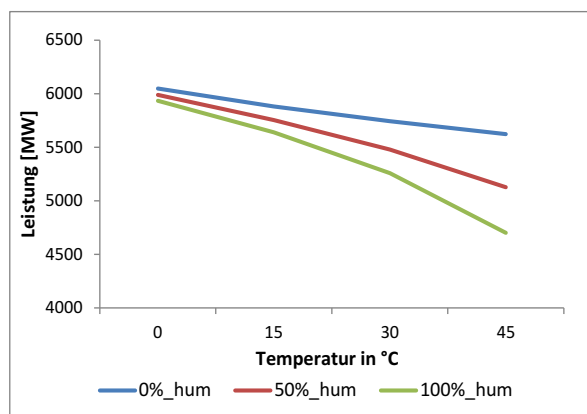


Abbildung 7-6: Kraftwerksleistung in Abhängigkeit von der Temperatur und Luftfeuchtigkeit (eigene Darstellung)

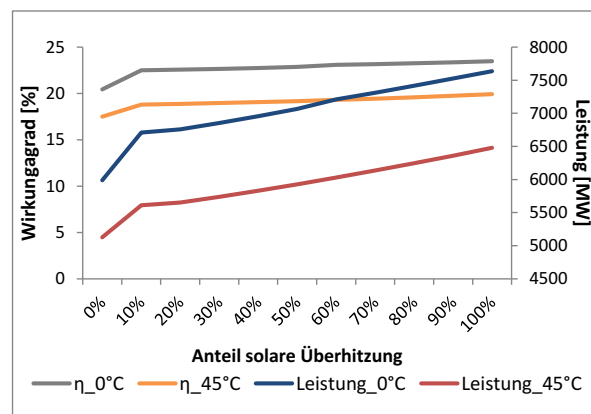


Abbildung 7-5: Wirkungsgrad und Kraftwerksleistung in Abhängigkeit vom Anteil ÜH (eigene Darstellung)

Bei rein solar erzeugter Überhitzung, der sogenannten Solar Only Option wird die verminderte Überhitzungsleistung durch wechselnde bzw. fehlende Solarstrahlung nicht durch ein fossiles Backup-System ausgeglichen. Bei dieser Option variiert daher die Zufuhr der thermischen Leistung vor der Turbine. Nachts wird die Turbine nur mit dem Sattdampf der Geothermiequelle beaufschlagt. Wie aus der Abbildung 7-5 zu entnehmen ist, ist der Kraftwerkswirkungsgrad sowie die Kraftwerksleistung abhängig von dem Anteil der Überhitzungs-

leistung. Bei den vorliegenden Berechnungen wird im Falle der Beaufschlagung der Turbine mit Sattedampf ein innerer Wirkungsgrad der Turbine von 0,78 vorgegeben. Dieser entspricht dem isentropen Wirkungsgrad des alleinstehenden Geothermiekraftwerks.

Den Berechnungen der solaren Überhitzung wird der innere Wirkungsgrad der Turbine von 0,86 zu Grunde gelegt. Dabei wird in EBSILON entsprechend der Überhitzungsleistung (>10% Überhitzung) der isentrope Wirkungsgrad gemäß einer Standardkurve angepasst. Ein definierter Turbinenwirkungsgradverlauf wird im Umfang dieser Arbeit nicht betrachtet, da im Falle der fluktuierenden Überhitzung bei einem Kraftwerk die Fahrweise am Standort und der gewählte Betriebspunkt zur Auslegung der Turbine ausschlaggebend sind. Läuft beispielsweise ein solches Hybridkraftwerk die meiste Zeit mit überhitztem Dampf bei 50 % der solaren Überhitzungsleistung, wird der optimale Betriebspunkt der Turbine auf diesen Anteil der Überhitzungsleistung gelegt werden. In diesem Betriebspunkt hat die Turbine dann den besten Wirkungsgrad. Theoretisch könnte daher der Wirkungsgrad mit zunehmender Überhitzungstemperatur wieder sinken. Die Auslegung einer solchen Turbine ist demnach im Falle einer Projektierung eines solchen Hybridkraftwerkes in Abhängigkeit von den Standortbedingungen einer fluktuierenden Überhitzung vorzunehmen⁴.

7.2 Konzeptionierung und Auslegung der fossilen Überhitzung

Die einfachste Form der Überhitzung kann durch einen fossil gefeuerten Zusatzkessel realisiert werden. Im betrachteten Fall wird von einer Investition in einen Zusatzkessel mit der entsprechenden Leistung zur gewünschten Überhitzung des Sattedampfes ausgegangen. Zur Vergleichbarkeit der drei Optionen wird hier ebenfalls eine Überhitzung auf 330°C berechnet. Im Allgemeinen ist bei einer fossilen Überhitzung technisch gesehen eine deutlich höhere Überhitzungstemperatur möglich, je nach Einsatz des Wärmeträgermediums im Sekundärkreislaufes. Zum Beispiel wäre mit einer Überhitzung aus dem Abdampf einer GuD-Anlage keine Einschränkung des Temperaturbereichs, wie bei den Parabolrinnen bedingt durch den Einsatz von Thermoöl als Wärmeträgermedium in den Receiverrohren, gegeben. Es wird ein mit Erdgas gefeuerter Zusatzkessel über einen Wärmeübertrager in Reihe in den Kraftwerkprozess integriert.

Über den Wärmeübertrager wird der Sattedampf überhitzt und in die Turbine geleitet und entspannt. Diese Form der Überhitzung durch Einsatz einer fossilen Zufeuerung, z.B. durch Hybridisierung mit GuD-Anlagen und Nutzung der Abgaswärme, ist bereits in mehreren Studien z.B. der Studie von DiPippo et al. (1978) oder Khalifa (1981) betrachtet worden. In beiden Studien wird dabei auf den positiven Effekt auf den Stromgestehungspreis bei Abwärmenutzung im Vergleich zu einer alleinstehenden Geothermieranlage hingewiesen (DiPippo

⁴ Telefonat 24.11.2017 mit Herrn Polklas MAN Diesel & Turbo SE

et al., 1978; Khalifa, 1981). Nachstehende Abbildung 7-7 zeigt die Konzeptionierung der Option einer fossilen Überhitzung in einem Single Flash Steam Kraftwerk.

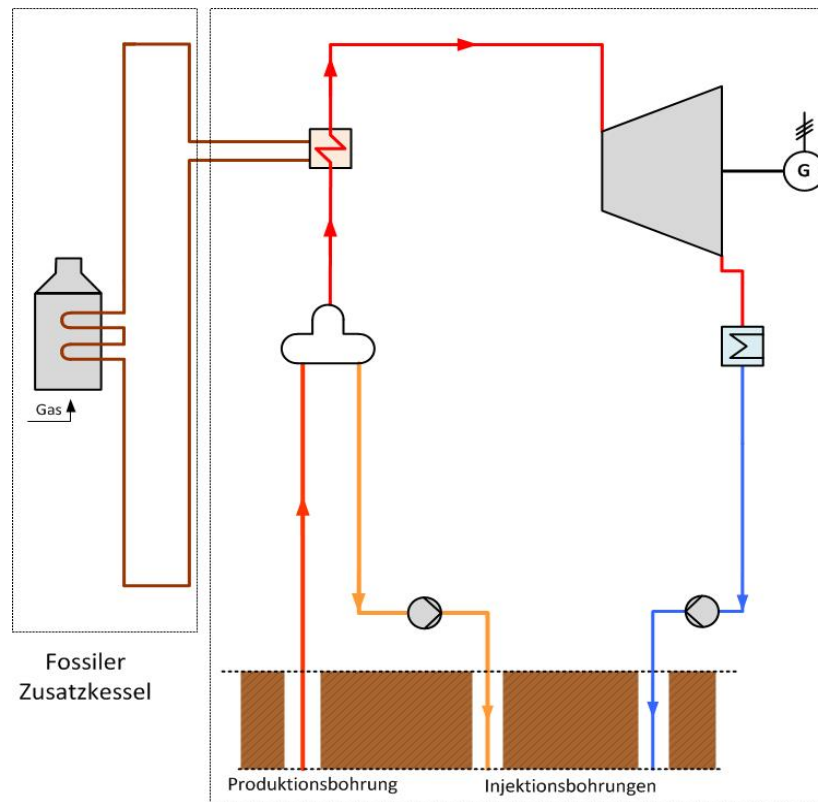


Abbildung 7-7: Kraftwerkdiagramm Konzeptionierung fossile Überhitzung

Wie bereits dargestellt errechnet sich die benötigte Wärmemenge zu 3.250 kW. Für eine fossile Überhitzung wird der Wirkungsgrad von 90 % des Boilers berücksichtigt. Daraus ergibt sich die notwendige Kesselleistung von 3.600 kW. Nachstehende Tabelle 7-3 gibt einen Überblick über die getroffenen Annahmen zur Berechnung der Option einer fossilen Überhitzung in dem Geothermiekraftwerk.

Tabelle 7-3: Parameter fossiler Zusatzkessel

Parameter		Anzahl	Einheit
Technische Daten	Leistung	3.600	MW
	Wirkungsgrad ⁵	0,9	-
	Heizwert ⁶	43.500	kJ/kg
	spez. Eigenverbrauch ⁵	0,01	W_{el}/W_{th}
Brennstoff	Erdgas	-	-
	CO ₂ -Emissionen	0,215	kg/kWh _{th}

⁵ eigene Annahmen

⁶ (BMWi, 2017)

7.3 Konzeptionierung & Auslegung solare Überhitzung

Die thermische Energieerzeugung einer solaren Überhitzung unterliegt naturgemäß tages- und jahreszeitlichen Schwankungen. Besonders in den Wintermonaten ist die solare Einstrahlung in den ariden warmgemäßigten Klimazonen geringer als in den Sommermonaten. Die Einstrahlungsdifferenzen im Sommer, den Übergangsmonaten sowie im Winter werden im Diagramm in Abbildung 7-8 dargestellt. Die dargelegten Kurven beruhen auf den Einstrahlungsverhältnissen am Standort Bastow-Daggett in Kalifornien, USA und beruht auf den vorliegenden meteorologischen Daten des Standortes. Dargestellt sind der jeweils erste Tag im Monat Januar, März, Juni und Oktober.

Wie dem Diagramm zu entnehmen, ist der Verlauf als auch die Intensität der direkten Einstrahlung von der Jahreszeit abhängig. In den Wintermonaten ist naturgemäß mit einer verminderten Produktion der thermischen Leistung des Solarfeldes zu rechnen. Eine konstante Abdeckung der Überhitzung ist in den Wintermonaten bedingt durch die geringere solare Einstrahlung technisch nicht möglich (Kaltschmitt et al., 2013). Durch die verminderte Produktion des Solarfeldes in den Wintermonaten ist bei einer rein aus solarer Energie erzeugten Überhitzung der konstante Erhalt der Dampfparameter über die Nachtzeiten, bzw. durch erhöhte Bewölkung auch tagsüber hinweg nicht immer möglich.

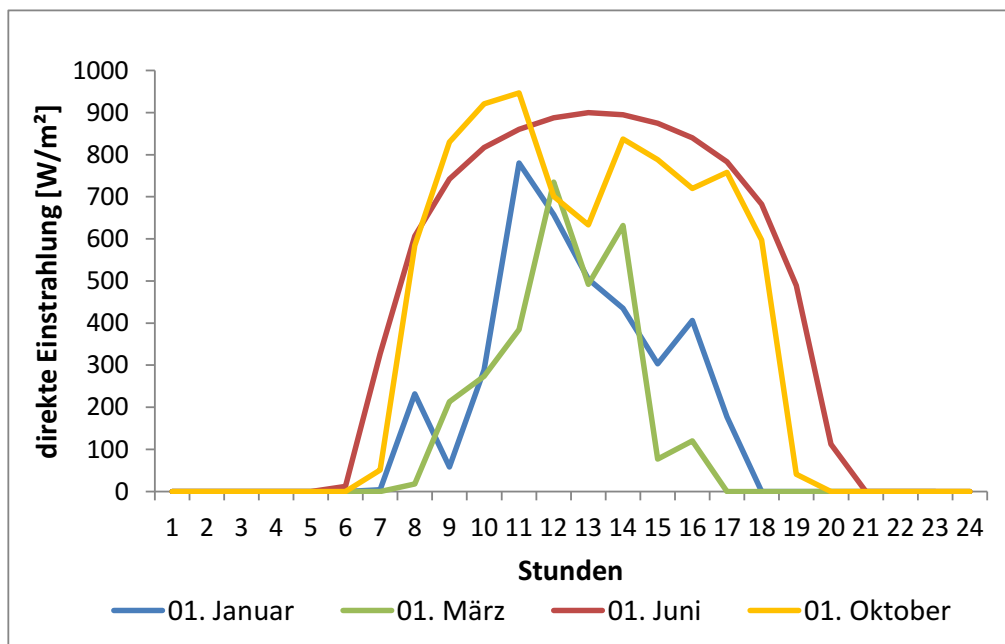


Abbildung 7-8: Verlauf DNI zu unterschiedlichen Jahreszeiten (eigene Darstellung)

Zum konstanten Erhalt der Dampfparameter ist ein Solarfeld so zu dimensionieren, dass der Energiebedarf für mindestens 15 h mit geringer Einstrahlung, bzw. keiner Einstrahlung, bereits in den Zeiten sehr guter Einstrahlung erzeugt wird. Dieser so erzeugte Überschuss an Solarenergie ist dann komplett thermisch zu speichern. Beispielsweise müsste ein thermi-

scher Speicher zur genannten Überhitzung über die 15 h am Tag hinweg dauerhaft die 3.250 kW_{th} leisten. Aus den 15 h und der thermischen Leistung von 3.250 kW_{th} ergibt sich eine Mindestspeichergröße von 55.000 kWh. Hinzu kommen, dass auch in den Sommermonaten und vor allem in den Übergangsjahreszeiten die Einstrahlung durch Wolkenbedeckung Fluktuationen unterliegt (vgl. Abbildung 7-8), die sich auf die Zufuhr der thermischen Energie der Überhitzung auswirken und über den Speicher tagsüber auszugleichen ist. Unter der Annahme des Ausgleichs von weiteren 5 h mit fluktuierender Solarleistung sowie den thermischen Verlusten des Speichers ist zur konstanten Überhitzung in den Nachzeiten ein Speicher mit einer Kapazität von ungefähr 75.000 kWh zu integrieren. Um die entsprechende Menge an thermischer Energie tagsüber in den 5-6 h mit einer solaren Einstrahlung >800 W/m² zu erzeugen, ist das Solarfeld entsprechend größer zu dimensionieren. Zum Erzielen einer weitestgehend dauerhaften Überhitzung in den Übergangsjahreszeiten und den Sommermonaten ist ein Solarfeld mit einer thermischen Leistung von ≈17.000 kW (also ungefähr 70 Kollektoren) in das Geothermiekraftwerk zu integrieren.

Eine Dimensionierung eines solchen Solarfeldes mit thermischem Energiespeicher zur zusätzlichen thermischen Energiezufuhr bei Geothermiekraftwerken, also zur Überhitzung des Thermalfluides ist mit einem sehr hohen Investitionskostenaufwand verbunden. Ein Solarfeld das für ein Hybridkraftwerk zur Überhitzung ausgelegt ist, verfügt über einen vergleichsweise mit den kommerziellen Solarkraftwerken geringen Energiebedarf. In der vorliegenden Arbeit wird von einer Überhitzungstemperatur von 330°C ausgegangen und somit einem thermischen Energiebedarf von 3.250 kW. Dieser liegt deutlich unterhalb den genannten 17.000 kW. Auf Grund der ansonsten hohen Investitionskosten für das Solarfeld wird, zur Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit eines Projektes zum Hybridkraftwerk, eine Auslegung auf Basis des geforderten Überhitzungsbedarfs zum Erreichen der 330°C vorgenommen.

7.3.1 Auslegung solare Überhitzung

Bei der solaren Überhitzung werden die Option B (fluktuierenden solar) und Option C (konstanten solar) mit fossilem Backup-System betrachtet. Für beide Optionen werden die gleichen Parabolrinnenkollektoren, thermischer Energiespeicher sowie die Feldgröße verwendet, um die Vergleichbarkeit der Optionen beizubehalten.

Bei den verwendeten Kollektoren handelt es sich um Parabolrinnen der Firma Solarlite SL4600+ Huiyin70 2015, da für diese Kollektoren dem DLR Wirkungsgrad-Messwerte vorliegen. Es gelten die Kenngrößen aus der nachstehenden Tabelle 7-4 (Solarlite).

Tabelle 7-4: Angaben Kollektor SL4600+ Huiyin70 2015 (internes Dokument der Firma Solarlite)

Parameter		Wert	Einheit
Einfallswinkel Faktoren	a ₁	0,0003512	1/°
	a ₂	3,137E-5	(1/°) ²
	a ₃	0	(1/°) ³
Wärmeverlustkoeffizient	b ₁	0,045815	W/m ² K
	b ₂	0	W/m ² K ²
	b ₃	0	W/m ² K ³
	b ₄	2,3443E-9	W/m ² K ⁴
Effektive Spiegelfläche		529,00	m ²
Optischer Wirkungsgrad		77,10	%
Aperturweite		4,6	m
Kollektorlänge		120	m

Unter Berücksichtigung der thermischen Energieverluste in den Rohrleitungen und denen des Wärmeübertragers von ungefähr 10 % und dem optischen Wirkungsgrad ergibt sich ein Leistungsbedarf des Solarfeldes von mindestens 4.300 kW. In beiden betrachteten Optionen der solaren Überhitzung wird ein thermischer Energiespeicher integriert. Daher ist das Solarfeld größer zu dimensionieren, um einen Überschuss aus solar erzeugter thermischer Energie tagsüber zu speichern und den solaren Überhitzungszeitraum zu verlängern, bzw. Einstrahlungsschwankungen auszugleichen. Es wird daher ein Solarfeld mit einem nominalen thermischen Ertrag von 6.256 kWh_{th} (insgesamt also 24 Kollektoren) bei einer DNI von 700 W/m² dimensioniert, wobei sich ein Nenn-Feldüberschuss von 3.008 kWh_{th} ergibt. Mit der Annahme der Normalstrahlung von 700 W/m² und dem Wirkungsgrad des Kollektorfeldes errechnet sich der Mindestflächenbedarf zu:

$$q = \frac{Q_{solar}}{DNI * \eta_{Kol}} \quad 7-1$$

Der Kollektorwirkungsgrad errechnet sich aus der Formel 6-11 und ist abhängig von der Umgebungstemperatur und dem arithmetischen Mittelwert der Temperatur am Ein- und Austritt der Kollektoren. Auf Grund der ansonsten zu hohen Druckverluste in den Rohrleitungen werden die Kollektoren nicht in einer Reihe hintereinander aufgestellt, sondern in Kollektorreihen aufgeteilt. In dieser Betrachtung wird eine Aufteilung von jeweils sechs Kollektoren in jeder der vier Reihen vorgenommen. Der Reihenabstand des Solarfeldes, um eine Verschattung der Kollektoren zu verhindern, berechnet sich grob aus der dreifachen Aperturweite. Mit dem Kollektorabstand von geschätzten 2 m und der Anzahl der Kollektoren pro Reihe errechnet sich die Verbindungsrohrlänge der Reihen. Über die Kollektorreihen im Feld kann so nun die gesamte Zuleitungslänge (Header) abgeschätzt werden.

Tabelle 7-5: Parameter zum Solarfeld und Betrieb (Angaben aus Berechnungen und eigenen Annahmen)

Parameter		Anzahl	Einheit
Dimensionierung	Landbedarf	100.000	m ²
	Referenzbestrahlung	700	W/m ²
	Nominaler thermischer Ertrag (bei 25°C)	6.256	kW _{th}
Ausrichtung	Reihenabstand	13,80	m
	Kollektorabstand	2	m
Solarfeld Parameter	Kollektorreihen im Feld	4	-
	Kollektoren pro Reihe	6	-
	ges. Zuleitungslänge	1.050	m
	Verbindungsrohrlänge der Reihen	165	m
Solarfeld Betrieb	Wärmeträger	Thermoöl	-
	Konstanter Eigenverbrauch	0,5	W/m ² SF
	Eigenverbrauch Feld Pumpe	8,3	W/m ² SF
	Mittl. Spiegelsauberkeit	97	%

7.3.2 Auslegung thermischer Energiespeicher

Der Einsatz eines thermischen Energiespeichers dient in CSP-Kraftwerken zur besseren Einsatzplanung bzw. Flexibilisierung des Kraftwerkes. Die tagsüber überschüssige solar gewonnene thermische Energie kann über den Einsatz eines thermischen Energiespeichers gespeichert und Einstrahlungsschwankungen können in dieser Weise ausgeglichen werden.

Die Auslegung des vorliegenden Solarfeldes erfolgt an Hand der durchschnittlichen Einstrahlung von 700 W/m². In Zeiten besonders hoher Einstrahlung (> 700 W/m²) kann die Überproduktion der thermischen Energie gespeichert und die Zeiten der Defokussierung vermindert werden. Für das Konzept einer solaren Überhitzung bei einem Geothermiekraftwerk wird der Einbau eines sensiblen Wärmespeichers in Betracht gezogen. Bei einem sensiblen Energiespeicher erfolgt die Speicherung der überschüssigen thermischen Energie durch den fühlbaren Temperaturunterschied. Das bedeutet: das verwendete Speichermedium wird erhitzt oder abgekühlt. Dabei bestimmt die spezifische Wärmekapazität des Speichermediums die Wärmemenge, die zur Erhöhung der Temperatur des Mediums um ein Kelvin notwendig ist. Die Energiespeicherdichte eines sensiblen Wärmespeichers wird durch die maximal mögliche Temperaturdifferenz des Stoffes begrenzt (Sternner & Stadler, 2017, S. 586f).

Bei der Auswahl des Speichermediums stehen verschiedene Arbeitsmedien zur Auswahl. Bei Parabolrinnenkraftwerken kommen auf Grund der hohen Temperaturen entweder Thermoöl- oder Salzspeicher zum Einsatz. Kommerziell finden in Solarthermiekraftwerken Salz-

speicher Verwendung, da diese bei höheren Temperaturen eingesetzt werden können. Außerdem sind die Kosten pro kg bei Salzen vergleichsweise geringer als beim Einsatz von Thermoölen. Allerdings sind bei flüssigem Salz als Speichermedium weitere Komponenten zu integrieren, wie z.B. Wärmeübertrager sowie eine Begleitheizung, um ein Kristallisieren des flüssigen Salzes zu verhindern (Sternier & Stadler, 2017, S. 594f).

Bei dem vorliegenden Konzept handelt es sich um ein Solarfeld das lediglich zur Überhitzung des Sattdampfes konzipiert ist. Daher ist ein verhältnismäßig kleiner thermischer Energiespeicher notwendig. Gerade bei verhältnismäßig kleinem Speichervolumen, wie bei einem Konzept zur solaren Überhitzung bei Geothermiekraftwerken, fallen die höheren Kosten für Thermoöl durch die Einsparungen der Zusatzkomponenten daher nicht so ins Gewicht. Auf Grund dessen und der Möglichkeit, den Speicher im Betrieb dauerhaft zu durchfahren und so mit einer entsprechenden Regelung die Temperaturgradienten der fluktuierenden solaren Überhitzung anzupassen, wird im vorliegenden Konzept ein Speicher auf Basis von Thermoöl integriert. Bei einer angestrebten Austrittstemperatur von 330°C der Überhitzung bedarf es eines Druckbehälters und dem Druck von 4-4,2 bar, um eine Verdampfung des Thermoöls im Speicher zu verhindern (Stoffwerte VP1 Thermoöl aus VDI Wärmeatlas (VDI e.V., 2013)). Ferner ist daher in diesem Konzept ein Gasausgleich auf Grund eines schwankenden Speicherfüllstandes zu integrieren.

Die Kapazität des thermischen Energiespeichers ergibt sich aus dem geforderten Betrieb der Volllaststunden. Bei den Berechnungen der solaren Überhitzung im Umfang dieser Arbeit wird ein 6,2 h Speicher berücksichtigt. Aus der geforderten Überhitzungsleistung und dem hergeleiteten Zeitraum von 6,2 h errechnet sich eine Kapazität von 20.000 kWh. Die Be- und Entladeleistung ergibt sich aus der geforderten Überhitzungsleistung und wird daher auf 4.000 kW begrenzt. Nachstehende Tabelle 7-6 fasst die getroffenen Annahmen des thermischen Speichers zusammen.

Tabelle 7-6: Parameter thermischer Energiespeicher

Parameter		Anzahl	Einheit
Thermischer Energiespeicher	Kapazität	20.000	kWh
	max. Be-& Entladeleistung	4.000	kW
	Rel. Verluste 24h	1	%
	Mindestinhalt	5.000	kWh
	Pumpverluste	0,003	W_{el}/W_{th}

Mit der Speicherkapazität errechnet sich der Tankinhalt überschlägig zu

$$m = \frac{Q}{c_p \cdot \Delta T}$$

Bei einer durchschnittlichen Temperatur von 262°C hat Thermoöl eine spezifische Wärmekapazität von $2,21 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$ (VDI e.V., 2013). Aus der Kapazität von 20.000 kWh und der Temperaturdifferenz ergibt sich eine Masse von 241.327 kg . Auf Grund der hohen Masse wird in den Berechnungen, bzw. der Konzipierung von einem 2-Tank-System ausgegangen.

7.3.3 Darstellung der Konzeptionierung einer solaren Überhitzung

In diesem Kapitel erfolgt die Betrachtung der Konzeptionierung der fluktuierenden (Solar Only) und der konstanten solaren Überhitzung mit fossiler Zufeuerung. Für beide betrachteten Optionen gelten die in der Tabelle 7-5 aufgeführten Annahmen des Solarfeldes und Betriebs sowie der Dimensionierung des thermischen Speichers aus Tabelle 7-6. Dadurch wird die Vergleichbarkeit der Optionen einer fluktuierenden und konstanten Überhitzung bei einem Geothermiekraftwerk beibehalten.

Option B: fluktuierende solare Überhitzung

Bei dieser Option wird eine rein aus Solarenergie erzeugte Überhitzung (im weiteren Verlauf Solar Only Betrieb des Kraftwerkes genannt) des Sattedampfes simuliert. Dabei ergibt sich eine fluktuierende Überhitzung bzw. Kraftwerksleistung in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung. Nachstehende Abbildung 7-9 zeigt das Kraftwerksdiagramm dieser Option.

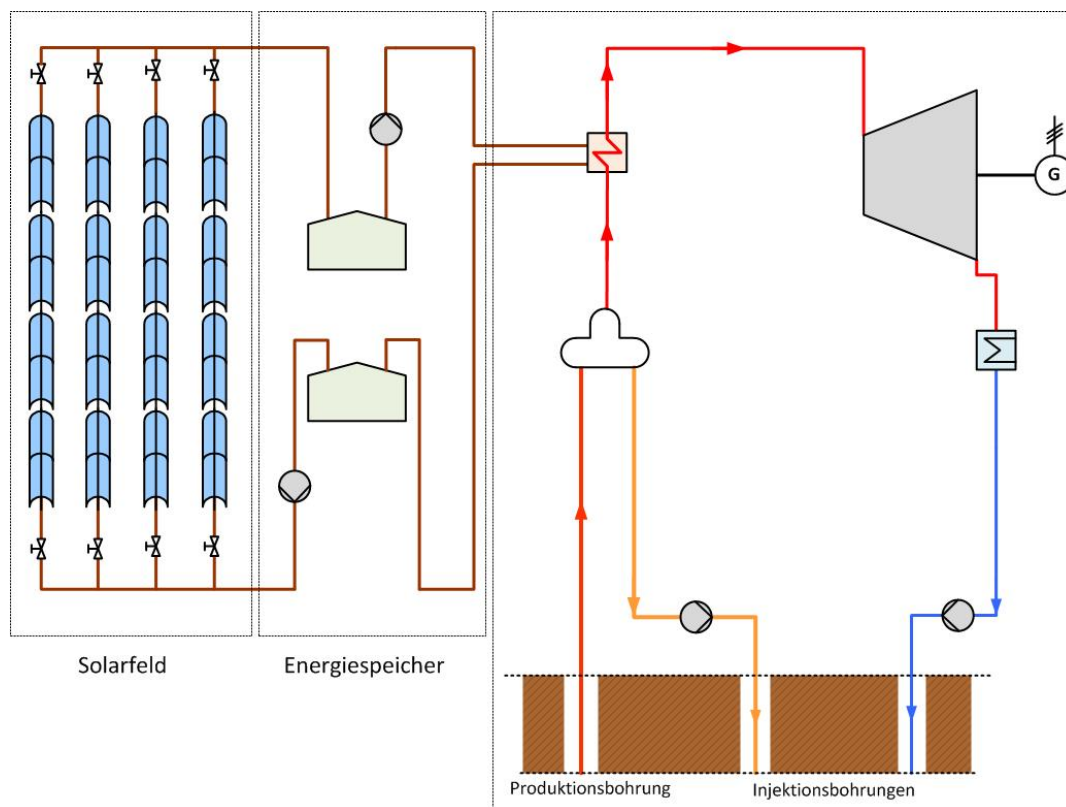


Abbildung 7-9: Konzeptionierung solare Überhitzung (fluktuierend) (eigene Darstellung)

Die fluktuierende Überhitzung führt vor allem in Nachtzeiten zu Schwankungen der Dampfparameter vom überhitzten Dampf zum Sattedampf. Eine Beaufschlagung einer Dampfturbine mit einem Wechsel der Dampfparameter von Sattedampf und überhitzten Dampf ist gemäß der Einschätzung seitens des Turbinenherstellers MAN Diesel & Turbo SE durchaus in einem Turbinengehäuse realisierbar. Allerdings ist von einem veränderten isentropen Wirkungsgrad der Turbine bei der Beaufschlagung mit Sattedampf auszugehen. Das Kraftwerk bleibt dauerhaft in Betrieb, wird aber nachts nur über die thermische Leistung der Geothermie, d.h. mit Sattedampf betrieben. Daher ergeben sich unterschiedliche Belastungen der Turbine⁷. Der Temperaturgradient beim An- und Abfahren der Überhitzung wird durch eine entsprechende Regelung des Speichers bestimmt. Die Turbine wird dem Betriebsverhalten entsprechend angepasst.

Option C: konstante, kombinierte solare & fossile Überhitzung

In dieser Option wird neben einem Solarfeld und dem thermischen Energiespeicher zusätzlich ein fossil-gefeuerter Kessel als sogenanntes Backup-System integriert. Dadurch kann die Überhitzung über die gesamten 24h hinweg konstant gehalten werden. Nachstehende Abbildung 7-10 zeigt das Kraftwerksdiagramm dieser Konzeptionierung einer solaren Überhitzung mit fossilem Backup-System.

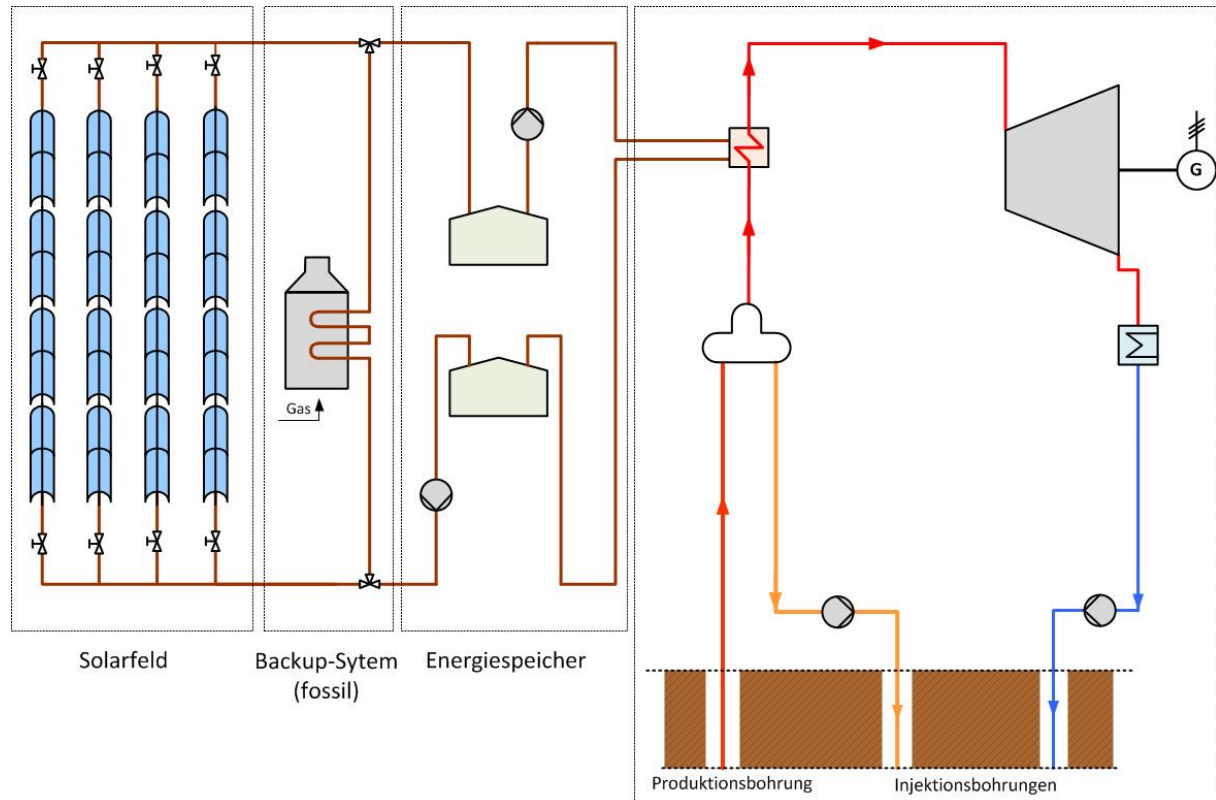


Abbildung 7-10: solare & fossile Überhitzung (eigene Darstellung)

⁷ Telefonat 23.10.2017 Herrn Polklas MAN Diesel & Turbo SE

Die Berechnung dieser Option basiert auf den Angaben des Solarfeldes aus Tabelle 7-5, des thermischen Energiespeichers aus Tabelle 7-6 und der fossilen Zufeuerung aus Tabelle 7-3.

7.1 Ergebnisse der technischen Simulation

Mit Hilfe der Software Greenius konnte eine stündliche Ertragsprognose der Optionen eines Hybridkraftwerkes mit solarer und/oder fossiler Überhitzung erstellt werden. Grundlage der Berechnungen bildet der störungsfreie Betrieb der Produktionsbohrung des Geothermiekraftwerkes. Die thermische Energiezufuhr aus dem Reservoir bleibt somit in den betrachteten Optionen konstant bei 29,281 MW Sattedampf. Den Optionen A und C der fossilen und kombinierten Überhitzung wird ein Lastgang von konstant 6,9 MW vorgegeben. Dadurch wird bei der Ertragsprognose in Greenius sowohl der Anteil der fossilen Zufeuerung als auch der des Solarfeldes geregelt; die geothermische Energiezufuhr jedoch bleibt konstant.

In der folgenden Tabelle 7-7 wird die Jahressumme der thermischen Energie der verschiedenen Energieträger, die elektrische Brutto- und Netto-Energie und der Eigenverbrauch des Kraftwerksblocks und des Solarfeldes der berechneten Ertragsprognose der einzelnen Optionen dargestellt.

Tabelle 7-7: Jahresenergieerzeugung der verschiedenen Optionen (eigene Berechnung aus Greenius)

Summe		Fossile ÜH (Option A) [MWh/a]	Solare ÜH (Option B) [MWh/a]	Solar & fossil ÜH (Option C) [MWh/a]	Referenz [MWh/a]
Thermische Energiezufuhr	fossil	23.756	-	9.401	-
	solar	-	14.742	14.529	-
	Geo.	256.502	256.502	256.502	256.502
elekt.Brutto Leistung		62.363	57.400	62.427	50.211
elekt. Netto Leistung		60.358	55.452	60.302	48.513
Eigenverbrauch		2.006	2.003	2.125	1.698

Wie der Tabelle 7-7 zu entnehmen, wird die solar erzeugte thermische Energie der Überhitzung durch die Vorgabe des konstanten Lastgangs zu Gunsten der besseren Einsatzplanung des Kraftwerkes geregelt bzw. die Kraftwerksleistung auf 6,9 MW gedrosselt. Durch die Integration mehrerer Energieerzeugungseinheiten hat die Option C einen höheren Eigenverbrauch als das Kraftwerk aus der Option A oder Option B. Die fossile und kombinierte Überhitzung unterscheiden sich zwar in den Berechnungen, bedingt durch den höheren Eigenverbrauch bei Integration eines Solarfeldes, aber diese Unterscheidung ist grafisch allerdings nur sehr geringfügig darstellbar. Daher werden die beiden Optionen in der nachstehenden Abbildung 7-11 in einer Leistungskurve (netto) des Lastgangs dargestellt.

Die Option einer fluktuierenden solaren Überhitzung (sogenannten Solar Only Betrieb) zeigt deutliche Unterschiede in der Leistung in den Wintermonaten, welches vor allem auf die verminderte direkte Solarstrahlung zurückzuführen ist. Wie aus der Abbildung 7-11 den Diagrammen zu entnehmen, unterliegt das Geothermiekraftwerk den tageszeitlichen und jahreszeitlichen Leistungsschwankungen auf Grund der höheren Umgebungstemperaturen und schwankenden Luftfeuchtigkeit. Solchen Leistungsschwankungen unterliegt das Hybridkraftwerk ebenfalls, allerdings werden diese im Sommer, durch die erhöhte thermische Energieerzeugung des Solarfeldes unter den besseren Einstrahlungsbedingungen im Vergleich zum alleinstehenden Geothermiekraftwerk, weitestgehend ausgeglichen. Allerdings zeigen sich auch hier im Lastgang Leistungsverluste im Sommer (vgl. Diagramm zum Monat Juni in der Abbildung 7-11).

Zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Fahrweise des Kraftwerkes werden nachstehend beispielhaft die Leistungskurven jeweils der ersten Woche im Monat Januar, März, Juni und Oktober dargestellt. Eine Darstellung der Leistungskurven über die gesamten Monate findet sich in Anhang A.3.

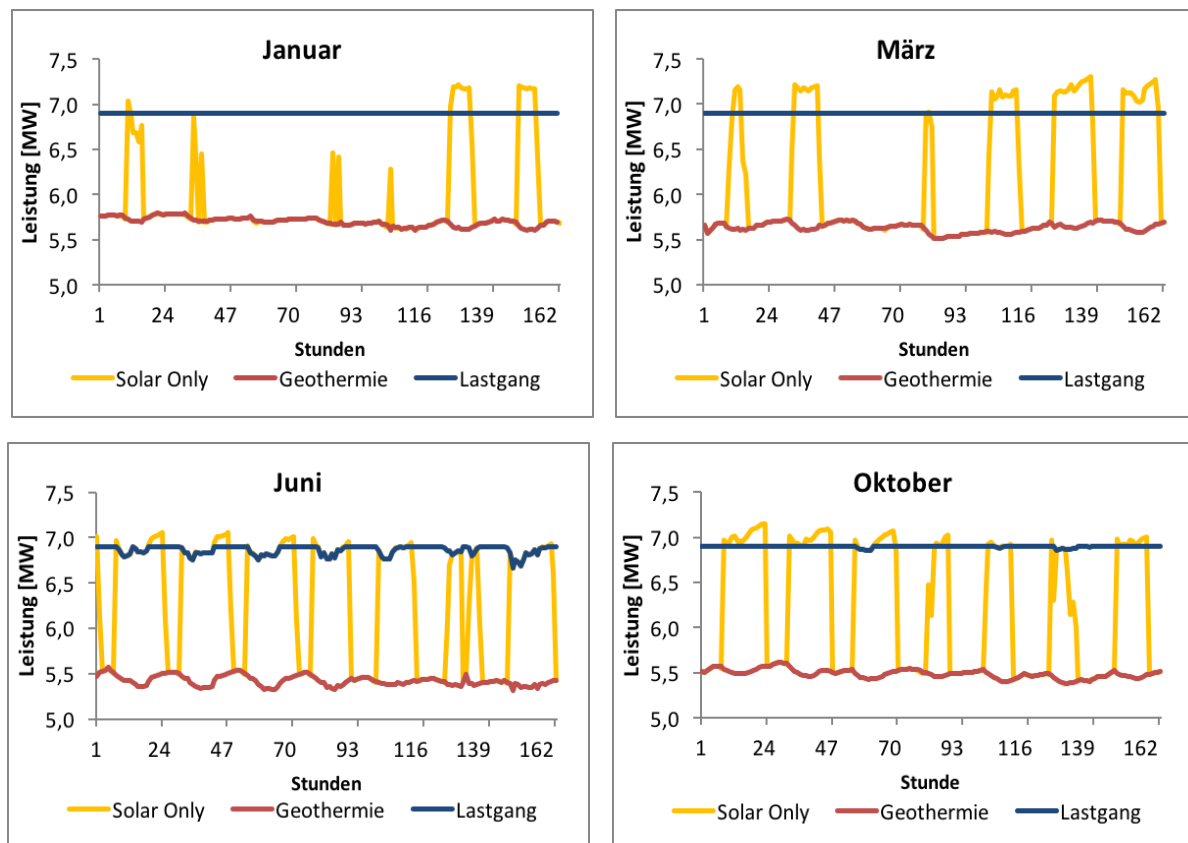


Abbildung 7-11: Kraftwerksleistung der Monate Januar, März, Juni und Oktober (eigene Darstellung)

Wie den Abbildung 7-11 zu entnehmen, ist die Energieerzeugung, bzw. die Überhitzung im Solar Only Betrieb des Kraftwerkes fluktuierend und von den Einstrahlungsverhältnissen abhängig. Bedingt durch die geringere Einstrahlung wird der Betrieb des Kraftwerkes vor

allem im Winter und Frühling hauptsächlich durch die thermische Energiegewinnung der Geothermiequelle bestimmt. Im jahrezeitlichen Vergleich zeigt sich, dass die Abdeckung der solaren Überhitzungsleistung (siehe Leistungskurve Solar-Only) in den Sommermonaten bedingt durch die bessere thermische Energieproduktion und die thermische Energiespeicherung länger aufrecht erhalten werden kann. Bei der Option B bleibt dennoch die Beaufschlagung der Turbine zu Nachzeiten mit Sattdampf aus der Geothermiequelle nicht aus. Zusätzlich dazu treten Leistungsschwankung auf Grund von Wolkendurchzug, wie im Diagramm zum Monat Juni zu sehen ist, auf. Tageszeitliche Einstrahlungsschwankungen im Solar Only Betrieb erschweren so die Kraftwerksflexibilisierung, wenn diese nicht durch den thermischen Energiespeicher abgefangen werden kann. Dieser hatte sich bereits über die Nacht hinweg entladen. Um im Sommer rein solar zu überhitzen, ist daher theoretisch ein deutlich größeres Solarfeld und thermischer Energiespeicher zu dimensionieren. Allerdings ist dieses gleichzeitig mit deutlich höheren Investitionskosten verbunden.

Die Kraftwerkleistung des alleinstehenden Geothermiekraftwerkes unterliegt, wie in der Abbildung 7-11 dargestellt, in den Sommermonaten bedingt durch die höheren Umgebungstemperaturen den genannten Leistungsschwankungen (vgl. Kapitel 7.1.3 zur Kraftwerkscharakteristik), welche sich ebenfalls auch bei den Hybridkonfigurationen ergeben. Die Kraftwerkleistung von 6,9 MW kann auch im Sommer in den Optionen A und C nicht dauerhaft gehalten werden.

Grundsätzlich kann allerdings durch die Überhitzung die Kraftwerkleistung gesteigert und temperaturbedingte Leistungsschwankungen des alleinstehenden Geothermiekraftwerkes im Sommer weitestgehend angeglichen werden. In welchem Umfang diese technischen Maßnahmen des Retrofits sich auf den Stromgestehungspreis der Anlage auswirken, wird in den Kapitel 9 zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung näher untersucht.

8 Vorbetrachtung der Wirtschaftlichkeit

In diesem Kapitel wird auf die Investitions- und Betriebskosten sowie die erwartete Kostensteigerung oder -senkung für die Geothermie und Solarthermie eingegangen. Dadurch ist eine Beurteilung des Kostenaufwands und der Stromgestehungskosten bei einem Hybridkraftwerk möglich. Dafür werden die für die Analyse der Stromgestehungskosten (LCOE) relevanten Faktoren wie die Investitionskosten, die Standort- und Finanzierungsbedingungen sowie die Betriebskosten und die Lebensdauer der Technologien näher betrachtet.

8.1 Kommerzielles Geothermiekraftwerk

Die Investitionskosten bei der Nutzung von Geothermie zur Stromerzeugung sind durch die notwendigen Tiefenbohrungen vergleichsweise kostenintensiver als bei den konventionellen Energieträgern. Dem gegenüber stehen die geringeren Betriebskosten, denn es fallen keine variablen Brennstoffkosten zur Bereitstellung der thermischen Energie an. Die Betriebskosten eines Geothermiekraftwerks sind allgemein stark abhängig von dem Kraftwerkstyp, der installierten Kapazität, den Injektionsmaßnahmen des Abdampfes sowie von der chemischen Zusammensetzung des Thermalfluides. Die Kosten eines Geothermiekraftwerks unterscheiden sich in den einzelnen Ländern bedingt durch die zur Erschließung notwendige Tiefe der Bohrungen deutlich. Der Anteil der Bohrkosten variiert je nachdem, ob es sich um ein Binary Cycle oder Dry/ Flash Steam Kraftwerk handelt. Der nachfolgenden Betrachtung werden die Kosten für Geothermie bei einem Flash Steam Kraftwerk in den USA zu Grunde gelegt (Goldstein et al., 2011, S. 30; Stefanson, 2001, S. 1).

8.1.1 Investitionskosten

Im Allgemeinen ist der Investitionskostenaufwand für Geothermie abhängig von den Aufwendungen der Exploration (inklusive der Kosten für die Planungs- bzw. Erkundungskosten), den Erschließungskosten, den Kosten für die Infrastruktur der Über-Tage Anlagen und den sonstigen Aufwendungen (Goldstein et al., 2011).

Die Explorationskosten umfassen die gesamten Aufwendungen für Planungs- und Genehmigung sowie für die Exploration und Erkundung eines Geothermie-Projektes. Darunter fallen beispielsweise die Akquisition von Landflächen, die Kosten zur Genehmigung des Projektes, ebenso wie Kosten für notwendige Erkundungs- und Testbohrungen. Dabei liegt bei den Erkundungsbohrungen die Erfolgsrate der positiven geologischen Befunde zur Nutzung der Geothermie bei ungefähr 50-60 %. Auf Basis von Analysen der entnommenen Proben erfolgt anschließend die Beurteilung des möglichen Potentials des Reservoirs. Unter die Erschließungskosten fallen die Kostenaufwendungen der Produktions- und Injektionsbohrungen. Dabei bestimmen sich diese aus der geplanten Tiefe, dem gewählten vertikalen oder gerichteten Design der Bohrung sowie der Anzahl der Produktions- und Injektionsbohrungen. Die Kosten variieren je Projekt in Abhängigkeit des notwendigen Bohrequipments, des Bohrverfahrens und der notwendigen Teufe. Diese sind standortabhängig und variieren entsprechend den vorliegenden geologischen Besonderheiten des Untergrundes. Unter die Investitionen der Infrastruktur fallen die bei Flash Steam Anlagen erforderlichen Separatoren, die Sole-Aufbereitungsanlagen, die Förderpumpen, Leitungen und die notwendigen Infrastruktureinrichtungen für den Betrieb des Kraftwerks. Diese werden im Allgemeinen sowohl durch die Topographie des Standortes als auch durch die Geochemie des Thermalfluides be-

stimmt. Der Kraftwerksblock und somit die Komponenten wie Turbine, Generator, Kondensator, Elektronik und Netzanbindungsstationen sowie die dazugehörigen Konstruktionen entfallen ebenfalls auf den Kostenpunkt der Über-Tage Anlagen. Generell bestimmt sich der Anteil der dargestellten Aufwendungen an den Gesamtkosten durch den vorliegenden Kraftwerkstyp, dem Standort, die Kapazität, die Betriebstemperatur und dem Betriebsdruck sowie die am Standort vorherrschenden Geochemie des Thermalfluides. Unter dem Unterpunkt der sonstigen Kosten fallen jegliche nicht planbaren Aufwendungen, wie z.B. zusätzliche Baukosten durch Zeitverzögerungen (Goldstein et al., 2011, S. 31f).

In den USA liegen insgesamt die Investitionskosten bei einem Flash Steam Kraftwerk aus dem Jahre 2016 bei einem Durchschnitt von 1.870 bis 5.050 USD/kW_{el}. Der Kostenunterschied der Investitionen ist auf die Kraftwerksauführung einer Flash Steam Anlage zurückzuführen. Mit verbesserten Bohrverfahren bzw. Techniken ist mit einer Kostensenkung bei Geothermieprojekten zu rechnen (IRENA, 2017, S. 12). Nachstehende Abbildung 8-1 gibt einen Überblick über die Differenzierung der Kosten bei einem Projekt zum Bau eines Geothermiekraftwerkes. Bei den dargestellten Zahlen handelt es sich um eine Einschätzung einer Aufteilung gemäß des Beispiels in Corss & Freeman (2009) für eine typische 50 MW Geothermieanlage (Cross & Freeman, 2009, S. 19). Tatsächliche Kosten eines Projektes können davon abweichen. Die Abbildung 8-1 soll lediglich eine mögliche Größenordnung eines Geothermieprojektes dokumentieren.

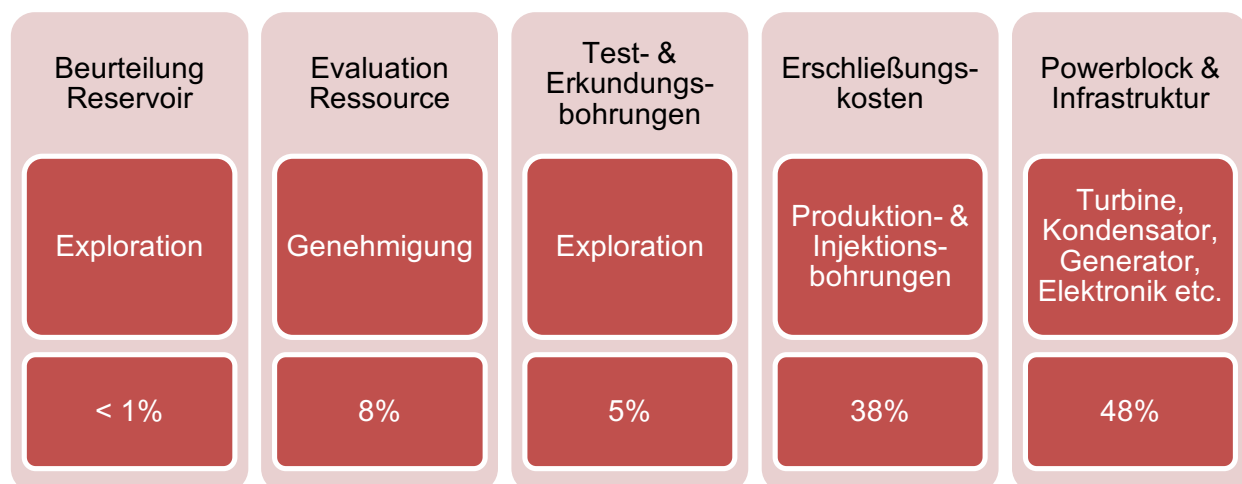


Abbildung 8-1: Aufteilung Kosten bei einem Geothermieprojekt (Cross & Freeman, 2009)

Wie aus der obenstehenden Abbildung 8-1 zu entnehmen, machen die Erschließungskosten und auch die Errichtung der gesamten Über-Tage Anlage den größten Kostenpunkt bei einem Projekt zum Bau eines Geothermiekraftwerkes aus. Allerdings handelt es sich bei der vorliegenden Betrachtung des Hybridkraftwerkes nicht um einen Neubau eines Kraftwerkes, sodass lediglich Kosten für den Kraftwerksblock auf Grund des Einsatzes einer neuen Turbine für überhitzten Dampf anfallen. Investitionen bzw. die Finanzierbarkeit von Geothermie

Projekten unterscheiden sich erheblich von den Projekten der anderen regenerativen Energieträger. Gerade die Entwicklung der Investitionen-/Risiko-Kurve weist qualitative Unterschiede auf. Es müssen bereits höhere Finanzierungsmittel in Phasen der Projektentwicklung und der obertätigen Exploration bereitgestellt werden. In diesen Phasen bedingen sich die aufwendigen Explorationsprozesse einer hohen Eigenkapitalfinanzierung. Dies ist vor allem auf die Fündigkeit der Über-Tage prognostizierten Werte zurückzuführen. Erst nach Abschluss der Fündigkeit und dem Nachweis der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit eines Feldes kann in einem gewissen Umfang Fremdkapital beansprucht werden. Daher liegt die Eigenkapitalquote bei Geothermieprojekten in der Regel bei deutlich über 30%. Das wesentliche Risiko eines Projektes liegt in der Fündigkeit der prognostizierten Werte. Diese können erst durch Erkundungsbohrungen und Messungen einigermaßen sicher nachgewiesen werden (Salmon et al., 2011, S. 5; Garms, 2014, S. 532).

8.1.2 Betriebs- und Instandhaltungskosten

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten (O&M: Operation & Maintenance) beschreiben im Allgemeinen die jährlich anfallenden fixen und variablen Kosten während des Betriebs einer Anlage. Bei einer Geothermieranlage bestimmen sich diese aus der Instandhaltung der Produktions- und Injektionsbohrungen sowie den notwendigen Überholungen von Komponenten und der Instandsetzung des Anlagenequipments. Gerade durch die Mineralisation des Thermalfluides fallen bei Geothermiekraftwerken, Kosten zur Erneuerung einer Produktionsbohrung durch das Ersetzen von defekten Bohrlöchern und durch die Wiederherstellung der Produktionskapazitäten, an. Dabei ist das Fündigkeitsrisiko der neuen Bohrungen deutlich geringer als bei den originalen Erschließungsbohrungen (Garms, 2014, S. 532). Die O&M Kosten sind daher stark abhängig von der Qualität und dem Anlagendesign, der Charakteristik der Ressource sowie den jeweiligen Umweltregularien eines Landes. Die Gesamtkosten beziffern sich in den USA beispielsweise im Schnitt auf 0,019 bis 0,023 USD/kWh. Weltweiter jährlicher Durchschnitt der O&M-Kosten bei Geothermieranlagen liegt bei 152 bis 187 USD/kW_{el} im Jahr. Die genannten Erneuerungsbohrungen machen dabei den größten Anteil an den Betriebskosten aus (Goldstein et al., 2011, S. 33).

Diese O&M Kosten fallen jährlich während des durchschnittlichen Lebenszyklus eines Geothermiekraftwerks an. Dieser beziffert sich generell auf 25-30 Jahre Betriebsdauer. Es gibt hier allerdings einige Ausnahmen, wie zum Beispiel das Geothermiekraftwerk in Cerro Prieto Mexico, bei dem bereits zwei Produktionseinheiten seit 1973 in Betrieb sind. Es machen sich aber auch dort temporäre Abkühlungen in Abhängigkeit des geförderten Wasservolumens und der Druckabnahme des hydrothermalen Systems bemerkbar. Der Rückgang von Temperaturen im Reservoir und die damit einhergehende verminderte Produktion ist der Haupt-

grund zur Begrenzung des Lebenszyklus bei Geothermiekraftwerken und ist bei der Evaluation eines Weiterbetriebs einer Anlage stets zu berücksichtigen (Goldstein et al., 2011).

8.2 Kommerzielles Parabolrinnenkraftwerk

Im nachstehenden Kapitel wird auf die CAPEX und OPEX eines Parabolrinnen-Kollektorfeldes eingegangen.

8.2.1 Investitionskosten

Bei einem Projekt zum Bau eines Parabolrinnenkraftwerks werden die Investitionen aus den Aufwendungen für die Projektentwicklung, für die Planung des Projektes, für die Erstellung des Solarfelds, des Kraftwerksblocks, für die thermischen Energiespeicher sowie für die sonstigen Ausgaben („Unvorhersehbares“) bestimmt. Unter den Kosten für Projektentwicklung werden alle finanziellen Aufwendungen für Planung des Projektes, die Geländebeschaufung, Genehmigung, Bauüberwachung sowie für die Bauvorbereitungen am Standort zusammengefasst. Insgesamt machen die Komponenten des Solarfeldes den größten Anteil an Investitionen bei einem Parabolrinnenkraftwerk aus. Bei der Integration eines thermischen Energiespeichers im Solarthermiekraftwerk ist dieses zwar einerseits mit höheren Investitionen verbunden, aber durch die bessere Regelbarkeit und den besseren Kapazitätsfaktor des Kraftwerkes liegen andererseits die Stromgestehungskosten für dieses Kraftwerk niedriger. In der vorliegenden Arbeit wird in beiden Optionen der solaren Überhitzung die Integration eines Speichers berücksichtigt (IRENA, 2016, S. 88). Nachstehende Darstellung gibt einen Überblick über auf die mögliche Aufteilung der Projektkosten bei einem Parabolrinnenkraftwerk gemäß der genannten Einteilung. Zu berücksichtigen ist, dass es sich auch hier lediglich um eine Abschätzung der ungefähren Größenordnung handelt. Kosten eines tatsächlichen Projektes können an unterschiedlichen Standorten voneinander abweichen.

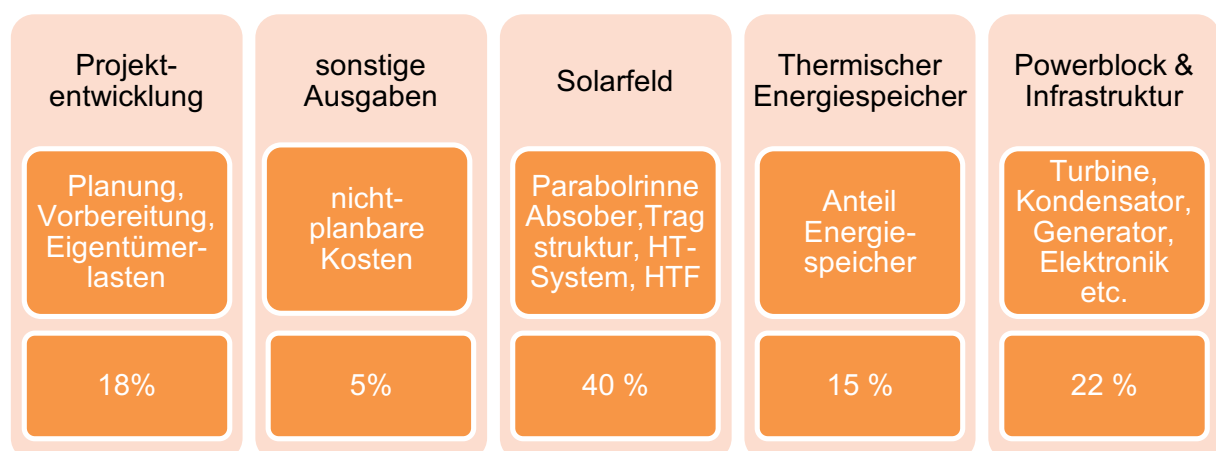


Abbildung 8-2: Aufteilung Investitionskosten bei CSP Projekten (IRENA, 2012)

Die Investitionskosten eines Parabolrinnenkraftwerkes unterscheiden sich in OECD und Nicht-OECD Ländern. In OECD-Ländern liegen die Kosten im Durchschnitt bei einem Solarthermiekraftwerk bei 4.600 bis 8.000 USD/kW für ein System ohne thermischen Energiespeicher. Bei einem Parabolrinnenkraftwerk mit integriertem Speichersystem von 4-8h Volllastzeit liegen die Kosten zwischen 6.100 bis 8.100 USD/kW (IRENA, 2016, S. 88). Bei den Investitionen handelt es sich um aktuelle Kosten aus dem Jahr 2016. In Greenius sind die Investitionen der Parabolrinnen auf den m^2 der Fläche des Solarfeldes anzugeben. Dabei liegen die aktuellen Kosten eines schlüsselfertigen Solarfeldes bei 231 USD/ m^2 (Dieckmann et al., 2016). Für ein Projekt zur Integration eines Solarfeldes zur Überhitzung von Sattedampf können die Kosten möglicherweise von den 231 USD/ m^2 abweichen, da es sich um ein verhältnismäßig kleines Solarfeld handelt. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der vorliegenden Arbeit wird zunächst der gegebene Wert eines Solarprojektes angenommen. Im Kapitel zur Sensitivitätsanalyse erfolgt die Betrachtung des Einflusses von preiswerteren und kostenintensiveren Solarfeldern.

In den nächsten Jahren ist mit einer Senkung der Investitionskosten bei Parabolrinnenkraftwerken durch Einsatz von flüssigem Salz als Wärmeträgermedium in den Receiverrohren zu rechnen. Durch den Einsatz von flüssigem Salz in den Absorberrohren eines Kraftwerkes und als Speichermedium können diese direkt durchfahren werden. Dadurch sind die Wärmeübertrager am thermischen Energiespeicher auf Grund von unterschiedlichen Arbeitsmedien nicht mehr notwendig. Daher ist insgesamt mit einer Reduktion der Kosten um ca. 33 % zum Jahre 2025 zu rechnen (Dieckmann et al., 2016). In den betrachteten Hybridkraftwerkskonzepten werden ebenfalls keine Wärmeübertrager berücksichtigt, da der Thermoölspeicher dauerhaft durchfahren wird. Allerdings liegen die Kosten für Thermoöl bei 5 USD/kg und bei Salzen bei 1 USD/kg (Dieckmann et al., 2016). Daher ist auch im Vergleich zu der Retrofit-Betrachtung mit Thermoöl im solaren Überhitzerfeld mit einer Kostensenkung durch Einsatz von flüssigem Salz in den Parabolrinnen zu rechnen.

8.2.2 Betriebs- und Instandhaltungskosten

Die Kosten für Ersatzteile machen bei Parabolrinnenkraftwerken den größten Anteil der Betriebs- und Instandhaltungskosten aus. Gerade durch die Abnutzung der Spiegelfläche oder auch durch Glasbruch sind Kollektoren auszutauschen. Die thermomechanischen Belastungen, als auch Luftbedingungen an den Standorten erfordern den Austausch von Receiverrohren. Grundsätzlich fallen Kosten im Betrieb einer Solarthermieanlage für die Säuberung der Spiegelflächen, die dazu notwendigen Wasserkosten und vor allem die Versicherungskosten der Anlage an (IRENA, 2016, S. 88).

Insgesamt entsprechen die OPEX bei Parabolrinnenkraftwerken ungefähr 0,5 - 2,2 % des Investitionskostenaufwandes. Auf die kWh gerechnet bewegen sich die Ausgaben der Betriebskosten in einem Bereich von 0,02 - 0,03 USD/kWh. Gerade bei den O&M-Kosten ist ein Abwärtstrend zu beobachten und auch in naher Zukunft weiterhin zu erwarten. Technologischen Innovationen, Optimierung der Wartungsintervalle, die Weiterentwicklung von Methoden zur Anlagenüberwachung, Einführung von automatischer Spiegelreinigung sowie Erhöhung der Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten werden sich zukünftig höchstwahrscheinlich senkend auf die Betriebskosten auswirken. Generell sinken die spezifischen O&M Kosten mit steigender Kraftwerksleistung (IRENA, 2016, S. 88).

Die Betriebskosten fallen jährlich über den gesamten Lebenszyklus einer Solarthermieanlage an. Der Lebenszyklus einer CSP-Anlage liegt dabei bei durchschnittlichen 25 Betriebsjahren. Der Betrachtung des Hybridkraftwerkkonzeptes basiert daher auch auf der Annahme von 25 Betriebsjahren.

8.3 Betrachtung Stromgestehungskosten

In den Studien zum Hybridkraftwerk Geothermie mit Solarthermie von Ayub et al. (2015) und Wendt et al. (2015) wird auf den positiven Effekt der Kombination der Technologien auf den Stromgestehungspreis bei CSP hingewiesen (Wendt et al., 2015; Ayub et al., 2015). Dies liegt darin begründet, dass der Stromgestehungspreis eines Hybridkraftwerkes aus Geo- und Solarthermie durch den geringen LCOE der Geothermie im Vergleich zu einem alleinstehenden CSP Kraftwerk gesenkt werden kann. In Gegenüberstellung zu einem alleinstehenden Geothermiekraftwerk ist dies jedoch durch die höheren Investitionskosten der CSP-Anlage stark abhängig von dem Standort der Anlage und den angenommenen Kosten für das Solarfeld (Çağlan Kuyumucu et al., 2012, S. 1093; Greenhut, 2010, S. 19).

Der LCOE bei Geo- und Solarthermie bestimmt sich aus den Investitions- und Betriebskosten, dem Lebenszyklus und den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten. Die Stromgestehungskosten bei konzentrierenden Solarthermiekraftwerken sind stark abhängig von den Standortbedingungen. An Standorten mit hervorragenden direkten Einstrahlungsverhältnissen ist durch den besseren jährlichen Ertrag des Kraftwerkes auch der LCOE deutlich geringer. Bei einer DNI von 2550 kWh/m² im Jahr hat ein Parabolrinnenkraftwerk einen LCOE von 0,16 USD/kWh. Demgegenüber liegt der LCOE bei einer schlechteren solaren Direkteinstrahlung um 17 % höher und bei einem höheren DNI 12 % niedriger (IRENA, 2016, S. 90).

Nachstehende Abbildung 8-3 zeigt die Stromgestehungskosten der verschiedenen regenerativen Energien über den Zeitraum 2010-2016. Wie aus Abbildung 8-3 erkenntlich, liegt der LCOE der Geothermie in einem Bereich von 0,04-0,14 USD/kWh und somit im Durchschnitt

der Stromgestehungskosten der konventionellen Energieträger. Der LCOE von Solarthermie lag im Jahre 2016 in einem Bereich von 0,18-0,32 USD/kWh (IRENA 2, 2016, online).

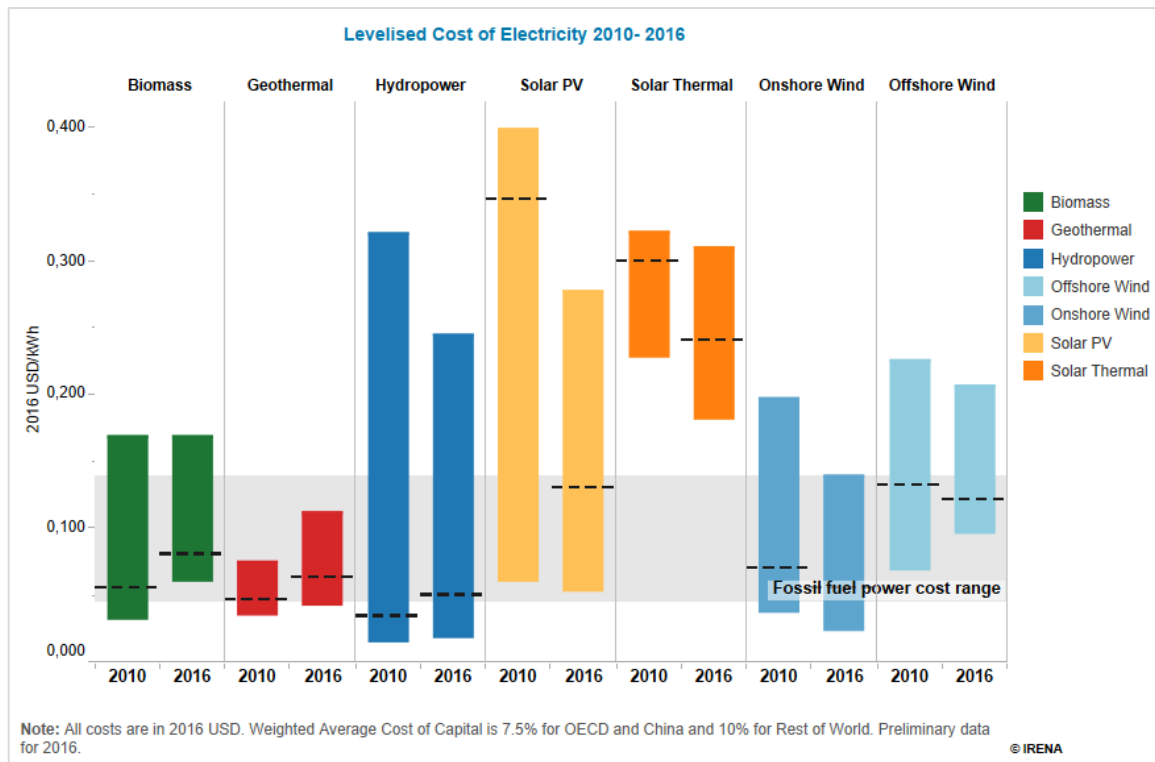


Abbildung 8-3: Stromgestehungskosten bei Regenerativen Energien (IRENA 2, 2016)

Bei dem Standort in Kalifornien handelt es sich um einen Standort mit hervorragenden Einstrahlungsverhältnissen für die Solarthermie. Die Kostenbetrachtung der vorliegenden Vorstudie zum Hybridkraftwerk erfolgt im nachstehenden Kapitel. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse und der Stromgestehungspreis der betrachteten Optionen herausgestellt. Diese wird dem Stromgestehungspreis der Retrofit-Maßnahme bei dem alleinstehenden Geothermiekraftwerk gegenübergestellt.

9 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im nachstehenden Kapitel wird der Kostenaufwand für ein Hybridkraftwerk Geothermie mit fossiler bzw. solarer Überhitzung auf Basis der Analyse der Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Technologien abgeschätzt. Die Annahmen der Retrofit-Maßnahme des alleinstehenden Geothermiekraftwerkes werden den Hybrid-Konfigurationen gegenübergestellt. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Hybridkraftwerkes dargestellt. Alle Kosten werden in US Dollar berechnet.

9.1 Allgemeine Angaben

Im Folgenden wird zunächst auf die allgemeinen Angaben der nationalen Ökonomie sowie der Projektierung und Finanzierung der Retrofit-Maßnahmen eingegangen. Diese Angaben gelten für alle drei Optionen ebenso wie für das alleinstehende Referenzkraftwerk.

9.1.1 Nationale Ökonomie

In der Simulationssoftware Greenius sind für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Angaben zur nationalen Ökonomie des gewählten Kraftwerksstandortes vorzunehmen. Diese Angaben beziehen sich auf den Vergütungstarif der regenerativen Stromerzeugung, den Bezugspreis der Elektrizität, die Diskontierungssätze sowie auf die Bezugswerte der konventionellen Energieerzeugung. Hinzu kommen Angaben zum Einkommenssteuersatz der Nation sowie der Annahme der Brennstoffpreissteigerung. Nachstehende Tabelle 9-1 gibt einen Überblick über die Angaben der „nationalen“ Ökonomie in Kalifornien.

Tabelle 9-1: Annahmen zur nationalen Ökonomie (Quelle siehe Fußnote)

Parameter		Wert	Einheit
Vergütungstarif für regenerative Elektrizität (fix) ⁸		0,16	\$/kWh _{el}
Bezugspreis	Brennstoffkosten ⁹	0,04	\$/kWh _{th}
	Für Netzbezug	0,13	\$/kWh _{el}
Bezugswerte konventionelle Energieträger	Gestehungskosten ¹⁰	0,075	\$/kWh _{el}
	CO ₂ -Emissionen ¹¹	0,6	kg/kWh _{el}
Einkommensteuer		30	%
Diskontrate ¹²	Investitionskosten	7	%
	Laufende Kosten	6	%
Brennstoffpreissteigerung ¹²		2,75	%

Die Brennstoffkosten variieren an unterschiedlichen Standorten eines Kraftwerkes. In den USA ist durch die landeseigene Erdgasförderung durch Fracking der Brennstoffpreis vergleichsweise niedriger als in Deutschland. In Deutschland lag der Preis im Jahre 2016 pro kWh bei 0,08 USD für Haushalte und bei 0,036 USD für die Industrie (BMW, 2017). Demgegenüber schwankt der Preis pro kWh in Kalifornien zwischen 0,012 – 0,038 USD. In den Berechnungen wird von den durchschnittlichen Brennstoffkosten von 0,025 USD pro kWh ausgegangen (U.S. Energy Information Administration 2, 2017).

⁸ (U.S. Energy Information Administration, 2017)

⁹ (U.S. Energy Information Administration 2, 2017; Climate Policy Initiative, 2017)

¹⁰ (Kost et al., 2013, S. 2)

¹¹ (BMW, 2017)

¹² eigene Annahmen

Der U.S. Bundesstaat Kalifornien hat eine weitreichende Gesetzgebung für den Ausbau von regenerativen Energien und der Reduktion von CO₂-Emissionen. Der Vergütungstarif für regenerativ erzeugten Strom liegt bei 0,16 USD/kWh. Im Jahre 2011 wurde ein CO₂-Handelssystem im Bundesstaat Kalifornien eingeführt, daher entstehen bei der Option der fossilen und kombinierten Überhitzung zusätzliche Kosten durch Ankauf von CO₂-Zertifikaten von 15 USD/tCO₂ (Environmental Defense Fund, 2015, S. 2). Mit den Zertifikats Kosten und den CO₂ Emissionen von 0,6 kg pro kWh werden der Berechnung Brennstoffkosten von 0,04 USD/kWh unterstellt. Es wird eine jährliche Brennstoffpreissteigerung von 2,75 % den Berechnungen zugrunde gelegt. Die Angaben der nationalen Ökonomie bleiben für alle betrachteten Optionen der Überhitzung als auch für das Referenzkraftwerk unverändert.

9.1.2 Projekt und Finanzierung

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Geothermiekraftwerks und des Hybridkraftwerkes mit fossiler und/oder solarer Überhitzung wird der Anteil an Fremd- und Eigenkapital zur Finanzierungstrategie des Retrofit-Projektes angenommen. Bei der Retrofit-Maßnahme fallen nachstehende Projektphasen bei der Durchführung des Projektes an:

- Planung der Retrofit-Maßnahme
- Bauphase (Solarfeld etc. nur für das Hybridkraftwerk)
- Kraftwerksaufbau und -anschluss des neuen Kraftwerksblocks
- Anschluss an die vorhandene Infrastruktur der Geothermieranlage
- Betriebsphase (O&M- Kosten der Anlage)

Die Tabelle 9-2 zeigt die getroffenen Annahmen bezüglich der Finanzierung und des Zeitplans eines Retrofit-Projektes Hybridkraftwerk Geothermie mit fossiler und/oder solarer Überhitzung.

Tabelle 9-2: Finanzierung und Zeitplan Hybridkraftwerk Geothermie (eigene Annahmen)

Finanzierung			Zeitplan		
Fremdkapital	65	%	Errichtungsdauer	1	a
Interner Soll-Zinsfuß	12	%	Betriebsphase	25	a
Laufzeit Kredit	10	a	Abschreibung	linear	-
Zinssatz	5,4	% p.a.	Abschreibungsdauer	15	a

Für alle drei betrachteten Hybrid-Optionen sowie der Investition des Retrofits des Kraftwerksblocks des alleinstehenden Geothermiekraftwerkes wird die gleiche Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung zu Grunde gelegt. Es wird für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein Eigenkapitalanteil von 35 % der gesamten Investitionskosten angenommen. Mit dem internen Soll-Zinsfuß (IRR: Internal Rate of Return) wird in Greenius der minimale Dis-

kontierungszinssatz des Investitionsprojektes angegeben, bei dem der Barwert der Einzahlung gleich dem Barwert der Auszahlung ist. Darüber kann der Einspeisetarif, der notwendig ist, um den IRR einzuhalten, ermittelt werden. Der Kredit für die Retrofit-Maßnahme wird über eine Laufzeit von 10 Jahren mit einem Zinssatz von 5,4% in Anspruch genommen.

9.2 Darstellung der Kosten für das Referenzkraftwerk

Die Konzeptionierung des Hybridkraftwerkes Geothermie mit solarer Überhitzung als Retrofit-Maßnahme wird aus wirtschaftlicher Sicht dem Konzept der fossilen Überhitzung und dem alleinstehenden Geothermiekraftwerk gegenübergestellt. Daher erfolgt in diesem Kapitel kurz die Darstellung der getroffenen Annahmen der Investitionen bei einem Retrofit des alleinstehenden Geothermiekraftwerk. Die Ertragsprognose des alleinstehenden Geothermiekraftwerk basiert auf der berechneten Kraftwerksleistungskurve des alleinstehenden Single Flash Steam Kraftwerkes aus Kapitel 7.1.1. Die Kraftwerkscharakteristik und der Turbinenwirkungsgrad von 0,78 bleiben dabei unverändert.

Zur Wiederherstellung der Produktionskapazität des alleinstehenden Geothermiekraftwerks und den hohen Beanspruchungen durch das Thermalfluid wird für das Referenzkraftwerk ebenfalls von einer Investition in einen neuen Kraftwerksblock ausgegangen. Bei den Investitionskosten in USD/kWh handelt es sich um Annahmen und Schätzungen gemäß der Quellen Cross & Freeman (2009) und IRENA (2017) und der Kostenaufteilung bei Geothermieprojekten (Cross & Freeman, 2009; IRENA, 2017).

Bei einem alleinstehenden Geothermiekraftwerk wird die Turbine dauerhaft mit Sattedampf betrieben. Daher ist von einem höheren Bedarf an jährlichen Wartungsintervallen und somit höheren O&M Kosten auszugehen als vergleichsweise bei dem Hybridkraftwerk und der Beaufschlagung der Turbine mit überhitztem Dampf.

Tabelle 9-3: Annahmen Retrofit-Maßnahme Referenzkraftwerk

Parameter		Wert	Einheit
Anlagenkosten	Kraftwerksblock ¹³	1.450	\$/kWh
Weitere Investitionskosten ¹⁴	Grundstückskosten	1,2	\$/m ²
	Projektkosten	5	% der Anlagenkosten
	Bauversicherung	1,5	
	Bauaufsicht/ Inbetriebnahme	3	

¹³ Abschätzung der Kraftwerkskosten bei Geothermie gemäß (Cross & Freeman, 2009; IRENA, 2017)

¹⁴ eigene Annahme

Parameter		Wert	Einheit
Betriebskosten ¹⁴	Kraftwerksblock (inkl. Geothermieranlage)	35	\$/MWh
	Spez. Ersatzteilkosten	1,50	% CAPEX _{PB} /a
	Spez. Versicherungskosten	1,00	% CAPEX _{PB} /a

Es werden keine weiteren Anlagenkosten bei dem Geothermiekraftwerk betrachtet, da im Rahmen dieser Arbeit von einem bereits existierenden Geothermiekraftwerk ausgegangen wird, welches durch eine Retrofit-Maßnahme wieder für weitere 25 Jahre aufgerüstet wird. Weiterhin wird der mögliche Bedarf an der Erneuerung von Bohrungen in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da angenommen werden kann, dass diese Kosten für das Hybridkraftwerk und das Referenz-Geothermiekraftwerk gleichermaßen anfallen. Sind neue Erkundungsbohrungen zur Wiederherstellung der Produktionskapazität erforderlich, ist durch die bereits erfolgten Bohrungen das Fündigkeitsrisiko bei den neuen Produktions- und Injektionsbohrungen und daher auch das Risiko eines solchen Retrofit-Projektes minimiert.

9.3 Kostenbetrachtung Hybridkraftwerk

In diesem Kapitel werden die Annahmen über das Projekt und die Finanzierung sowie die Investitions- und Betriebskosten des Hybridkraftwerkes dargestellt. Es wird eine Inbetriebnahme im Jahre 2018 unterstellt.

9.3.1 Investitionskosten

Bei den Investitionskosten für das Hybridkraftwerk fallen hauptsächlich die Aufwendungen zur Errichtung und zum Anschluss der Überhitzung an den geothermischen Kraftwerksprozess an. Entsprechend der betrachteten Optionen zur fossilen, solaren oder gemischten Überhitzung bestimmt sich der unterschiedliche Investitionskostenaufwand.

Die spezifischen Investitionskosten werden in der nachstehenden Tabelle 9-4 in die Anlagenkosten (I.) für Solarfeld, Kessel, Energiespeicher und Kraftwerksblock sowie die weiteren Kosten (II.) wie den Grundstückskosten, Projektkosten und Versicherungskosten aufgeteilt. Durch die höheren Betriebstemperaturen und komplexere Turbinenauslegung fallen höhere spezifische Kosten für den Kraftwerksblock an als beim Referenz-Geothermiekraftwerk.

Tabelle 9-4: Spezifische Investitionskosten Hybridkraftwerk (Quellen siehe Fußnote)

		Option A (fossil)	Option B (solar)	Option C (kombi.)	Einheit
I.	Fossiler Zusatzkessel ¹⁵	115	-	115	\$/kW
	Solarfeld ¹⁶	-	231	231	\$/m²
	Thermischer Energiespeicher ¹⁷	-	92	92	\$/kWh
	Kraftwerksblock ¹⁸	1785	1875	1785	\$/kW
II.	Grundstückskosten ¹⁹	1,2			\$/m²
	Projektkosten ¹⁹	5			% der
	Bauversicherung ¹⁹	1,5			Anlagenkosten (I.)
	Bauaufsicht/ Inbetriebnahme ¹⁹	3			
	Unvorhersehbare Ausgaben ¹⁹	5			% von I. & II.

Bei der Option des Hybridkraftwerkes im sogenannten Solar-Only-Betrieb fallen durch die unterschiedlichen Dampfparameter auch etwas höhere Kosten (laut MAN Diesel & Turbo SE 5 %²⁰) für den Kraftwerksblock an. Dies begründet sich in der vergleichsweise etwas komplexeren Turbinenauslegung, da diese tagsüber mit überhitztem Dampf und nachts nur mit Sattdampf aus der Geothermiequelle gespeist wird. Im Falle der rein fossilen und kombinierten Überhitzung wird der Dampf auf einer konstanten überhitzten Dampftemperatur gehalten. Daher kann von einer ähnlichen Turbinenauslegung mit gleichen Kosten für den Kraftwerksblock ausgegangen werden. Der angegebene Wert entspricht den Annahmen gemäß dem Anteil der Investitionskosten eines Kraftwerksblocks nach Cross & Freeman (2009) und IRENA (2017).

Neben den Anlagenkosten fallen zusätzliche Investitionsaufwendungen, z.B. wie den Grundstückskosten, die Kosten der Projektierung sowie für die Bauversicherung, Bauaufsicht und die Inbetriebnahme an. Daneben sind insgesamt 5 % der Investitionskosten für Anlagenkomponenten und für weitere Kosten als unvorhersehbare Kosten für ein solches Projekt einzuplanen.

¹⁵ eigene Annahme

¹⁶ (Dieckmann et al., 2016)

¹⁷ Schätzung Kosten eines Thermoölspeichers in \$/kWh seitens DLR

¹⁸ Abschätzung der Kraftwerkskosten bei Geothermie gemäß (Cross & Freeman, 2009; IRENA, 2017)

¹⁹ eigene Annahmen

²⁰ Gemäß der Einschätzung von Herrn Polklas, MAN Diesel & Turbo SE

9.3.2 Betriebs- und Instandhaltungskosten

Bei der Geothermie tragen die Erneuerungsbohrungen zur Wiederherstellung der Produktionskapazität zu dem größten Anteil an Betriebs- und Instandhaltungskosten bei. Im Zuge dieser Arbeit werden diese Kosten nicht weiter analysiert, da für alle drei zu vergleichenden Optionen der gleiche Anteil an jährlichen Kosten angenommen werden kann. Ferner fallen diese Kosten der Erneuerungsbohrungen auch bei dem Weiterbetrieb eines alleinstehenden Geothermiekraftwerks an. In Greenius werden die Betriebskosten der generellen O&M Kosten, die Ersatzteilkosten, sowie die Versicherungskosten der Anlage bemessen. Die Betriebskosten werden als spezifische Kosten in Greenius angegeben und verhalten sich daher linear zur Kapazität. Solarthermie besitzt nur einen geringen Anteil an O&M Kosten. Der wesentliche Unterschied der Betriebskosten findet sich im Vergleich zur fossilen Überhitzung bzw. in den beiden Optionen, in den ein fossiler Kessel integriert wird. Bei einer fossilen Überhitzung fallen entsprechend des Leistungsbedarfs zusätzlich zu den in der Tabelle 9-5 dargestellten variablen O&M Kosten die jährlichen Brennstoffkosten (siehe Tabelle 9-1 der nationalen Ökonomie) an. Bei den gesamten Betriebskosten handelt es sich um getroffene Annahmen gemäß der Betriebskostendarstellung aus Kapitel 8.1.2 und 8.2.2.

Tabelle 9-5: Betriebskosten Hybridkraftwerk (Quellen siehe Fußnote)

	Option A (fossil)	Option B (solar)	Option C (kombi.)	Einheit
Fossiler Zusatzkessel ²¹	0,01		0,01	\$/MWh
Solarfeld ²²	-	4,60	4,60	\$/m ² a
Thermischer Energiespeicher ²²	-	1,15	1,15	\$/kWh
Kraftwerksblock (inkl. Geothermieranlage) ²³	20,0	25,0	20,0	\$/MWh
Spez. Ersatzteilkosten ²¹	0,2	0,50	0,2	% CAPEX/a
Spez. Versicherungskosten ²¹	1,00			% CAPEX/a

Für den Solar Only Betrieb des Hybridkraftwerkes wird aufgrund des Auftretens unterschiedlichen Dampfparameter ein etwas kostenintensiverer Anteil an spezifischen Ersatzteilkosten für die Wirtschaftlichkeitsbewertung angenommen. Bei Geothermiefeldern können Schwefel-

²¹ eigene Annahme

²² Annahme gemäß Goldstein et al. (2011) (vgl. Kapitel 8.1.2)

²³ Annahme gemäß IRENA (2016) (vgl. Kapitel 8.2.2)

dämpfe auftreten, welche durch die chemische Aggressivität den Lebenszyklus einiger Komponenten der Anlagen verkürzen. Diese Schwefeldämpfe erfordern zudem einen erhöhten Intervallzyklus bei der Wartung. Dadurch werden bei der vorliegenden Berechnung verhältnismäßig hohe O&M-Kosten des Solarfeldes angenommen. Eine Betrachtung des Einflusses eines verminderten Lebenszyklus des solaren Überhitzerfeldes auf die Stromgestehungskosten erfolgt in der Sensitivitätsanalyse im Kapitel 9.5.

9.4 Darstellung der Simulationsergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der wirtschaftlichen Simulation des Hybridkraftwerkes mit solarer Überhitzung aus Greenius im Vergleich zum Referenzkraftwerk an Hand der unterschiedlichen Stromgestehungskosten der Kraftwerksoptionen präsentiert. Zunächst wird auf die Investition- und Betriebskosten der einzelnen Optionen eingegangen. Danach erfolgt die Darstellung der Stromgestehungskosten und der Vergleich mit dem Referenz-Kraftwerk.

9.4.1 Investitionskosten

Die Gesamtinvestitionskosten der Optionen A, B, C sowie des Referenzfalls ergeben sich aus den Kapazitäten und den spezifischen Kosten aus Tabelle 9-3 und Tabelle 9-4. Daraus ergibt sich die in der nachstehenden Abbildung 9-1 dargestellte Aufteilung der einzelnen CAPEX-Aufwendungen der drei Optionen im Vergleich zu der Retrofit-Maßnahme bei einem Geothermiekraftwerk.

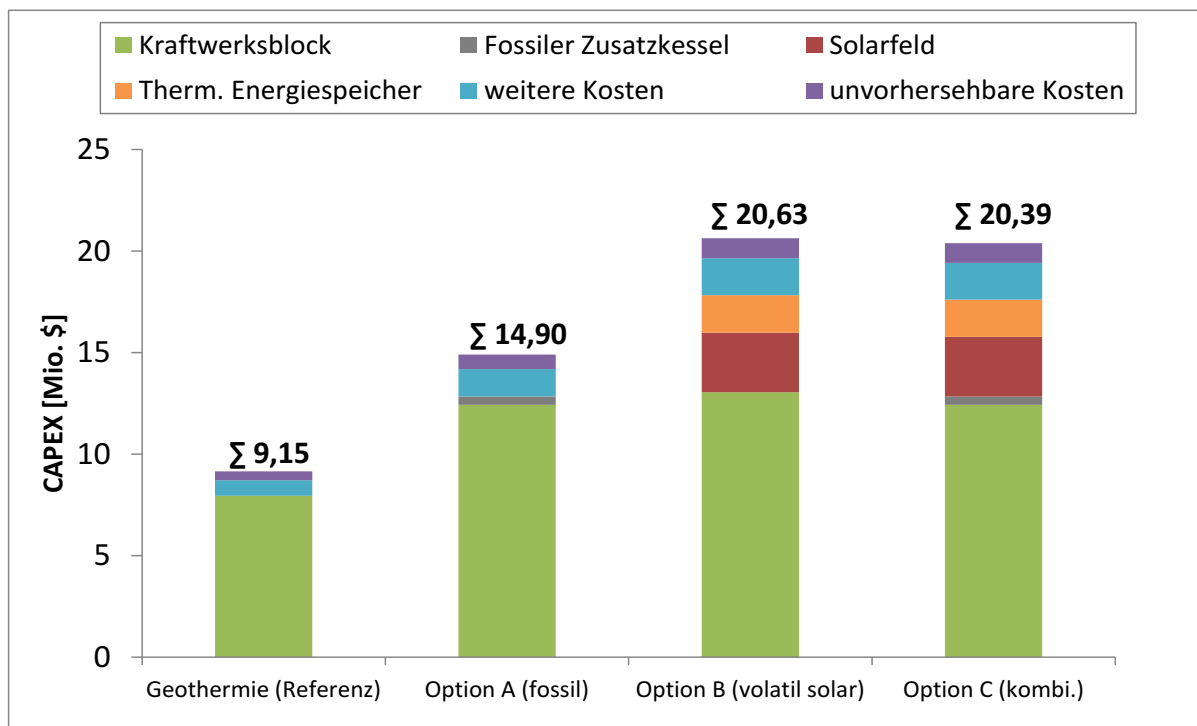


Abbildung 9-1: Aufteilung der Investitionskosten (eigene Darstellung)

Der Investitionsaufwand der Optionen B und C ist durch die Integration des Solarfeldes und des thermischen Speichers deutlich kostenintensiver als im Vergleich zur Variante mit fossiler Überhitzung. Den größten Anteil an den Investitionsaufwendungen, wie aus der Abbildung 9-1 zu entnehmen, machen die hohen spezifischen Kosten für die Erneuerung des Kraftwerksblockes aus. Die etwas höheren Kosten der Option B ergeben sich durch die etwas komplexere Turbinenauslegung (5% teureren Kosten für den Kraftwerksblock) für die Turbine, die mit einer Schwankung von Sattedampf und überhitztem Dampf betrieben werden kann. Daher hat die Option B auch die höchsten Investitionskostenaufwendungen mit 20,63 Mio. \$, gefolgt von den CAPEX- Aufwendung der kombinierten Überhitzung, der Option C mit 20,39 Mio. \$. Die fossile Überhitzung aus Option A hat für ein Retrofit zur Überhitzung des Thermalfluides die geringsten CAPEX-Aufwendungen, diese liegen bei 14,9 Mio. \$. Die Investitionen des Referenzkraftwerkes liegen mit 9,15 Mio. \$ deutlich unter den Kosten, die sich für einen Retrofit eines Hybridkraftwerk ergeben. Der Einfluss der Kosten des Kraftwerksblocks auf die Stromgestehungskosten wird in der Sensitivitätsanalyse im Kapitel 9.5 näher behandelt.

9.4.2 Betriebskosten

Bei den Betriebskosten handelt es sich um jährliche Zusatzkosten, welche sich in fixe und variable Kosten aufteilen. Die fixen jährlichen Betriebskosten errechnen sich aus den spezifischen Kosten der verschiedenen Anlagenkomponenten, den Ersatzteil- und Versicherungskosten. Nachstehende Abbildung 9-2 gibt einen Überblick über die unterschiedlichen fixen Betriebskosten, ermittelt aus den spezifischen Kosten aus der Tabelle 9-3 zum Referentkraftwerk und der Tabelle 9-5 der einzelnen Optionen.

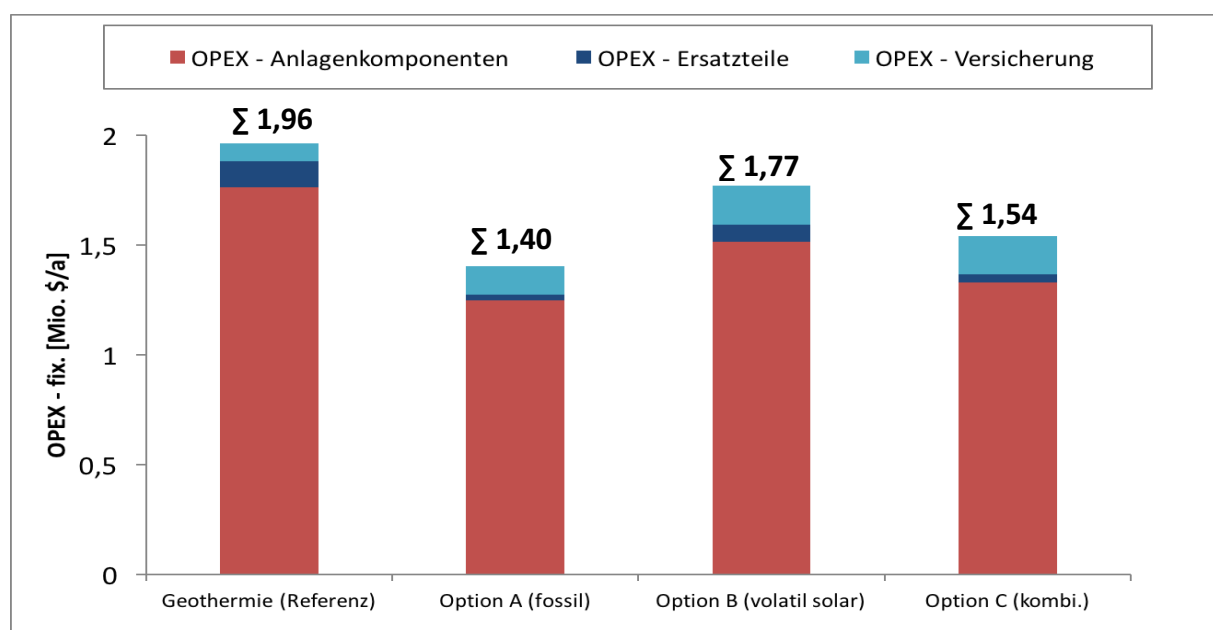


Abbildung 9-2: fixe jährliche Betriebskosten (eigene Darstellung)

Bei dem alleinstehenden Referenzkraftwerk fallen durch die dauerhafte Beaufschlagung der Turbine mit Sattedampf höhere fixe Betriebskosten des Kraftwerksblocks als vergleichsweise bei den Optionen des Hybridkraftwerkes an. Daraus ergeben sich die in der Abbildung 9-2 dargestellten höheren fixen Kosten von 1,96 Mio.\$/a für das Referenzkraftwerk. Danach hat das Kraftwerk mit einer rein solaren Überhitzung (Option B) mit 1,77 Mio.\$/a etwas kostenintensivere fixe O&M-Kosten als die anderen beiden Hybrid-Konfigurationen. Diese etwas höheren Betriebskosten der Option B sind auf die 5 \$/MWh höheren Betriebskosten für den Kraftwerksblock zurückzuführen. Allerdings fallen in dieser Option keine weiteren variablen Kosten wie den Brennstoffkosten an. Die spezifischen Betriebskosten der Option A und C für den Kraftwerksblock unterscheiden sich durch die gleichmäßige Beaufschlagung mit überhitzten Dampf nicht. Dennoch hat die Option C durch die Integration weiterer Anlagenkomponenten jährliche fixe Kosten von 1,54 Mio.\$/a und liegt damit 0,15 Mio.\$/a über den fixen Kosten der fossilen Überhitzung. Allerdings bestimmen sich die jährlichen Gesamtkosten bei der Option A und C zusätzlich zu den fixen aus den variablen Kosten des Brennstoffbedarfs und somit über die Betriebsjahre gesehen auch im Zusammenhang mit der jährlichen Brennstoffkostensteigerung.

Den Berechnungen wird eine statische Brennstoffkostensteigerung von 2,75 % unterstellt. Dadurch ergeben sich über die Betriebsjahre gesehen unterschiedliche variable Betriebskosten bei der Option A und C. In der nachstehenden Abbildung 9-3 ist die Brennstoffkostenkurve der beiden Optionen über die gesamten 25 Betriebsjahre dargestellt.

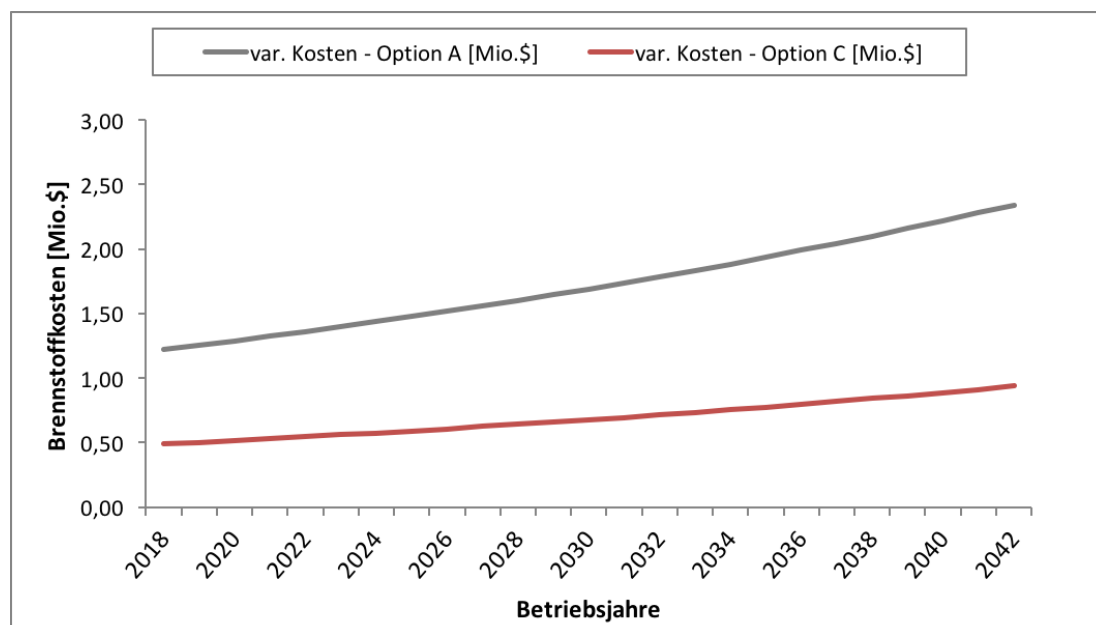


Abbildung 9-3: variable Betriebskosten – Brennstoffkosten (eigene Darstellung)

Es zeigt sich, dass die Brennstoffkostensteigerung in der Option A durch den höheren Brennstoffbedarf bei einer fossilen Überhitzung auch einen höheren Einfluss auf die

zusätzlichen variablen Betriebskosten hat. Daher kann mit Integration eines Solarfeldes und Speicher über die Betriebsjahre gesehen zunehmend mehr Brennstoffkosten im Vergleich zur fossilen Überhitzung eingespart werden.

9.4.3 Stromgestehungskosten

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Stromgestehungskosten der Retrofit-Maßnahme des Konzeptes eines Hybridkraftwerkes Geothermie mit Überhitzung, auf eine Betriebstemperatur von 330°C, dem Weiterbetrieb des Referenzkraftwerkes gegenübergestellt.

Grundsätzlich wird in der vorliegenden Betrachtung davon ausgegangen, dass die vorhandenen Strukturen des Kraftwerkes, wie die Produktions- und Injektionsbohrungen, sowie die Infrastruktur in der Umgebung des Kraftwerkes, erhalten bleibt. Zusätzlich dazu wird angenommen, dass die Investitionen des Geothermiekraftwerkes sich bereits über die Betriebsdauer der alleinstehenden Anlage amortisiert haben. Daher werden diese Kosten bei den berechneten Stromgestehungskosten der Anlage nicht weiter berücksichtigt. Zudem wird angenommen, dass die Fremdkapitalfinanzierung des alleinstehenden Geothermie Projektes bereits abbezahlt ist und keine weiteren Zinszahlungen notwendig sind. Diese Annahme wird in der vorliegenden Arbeit, auf Grund fehlender Informationen zu dem bestehenden Geothermiekraftwerk für die Berechnung unterstellt. Im Allgemeinen können aber auch für alle drei betrachteten Optionen und ebenso für das Referenzkraftwerk die gleichen Investitionskosten für die Infrastruktur der Anlage und die Tiefenbohrungen angenommen werden. Die zusätzliche Bauvorbereitung für das Solarfeld ist in den spezifischen Kosten pro m² mit inbegriffen. Bei den errechneten Stromgestehungskosten handelt es sich daher nicht um vergleichbare Kosten mit einem kompletten Neubau eines Hybridkraftwerkes Geothermie mit Solarthermie. Diese Stromgestehungskosten eines Neubaus liegen auf Grund der nicht berücksichtigten Kosten der Tiefenbohrungen und der Infrastruktur über den der Retrofit-Maßnahme.

Die Höhe der Investitionsaufwendungen ergibt sich vor allem durch die unterschiedlichen spezifischen Kosten für den Kraftwerksblock sowie für die Integration der fossilen und/oder solarer Überhitzung und die unterschiedlichen Betriebskosten ebenso wie durch den Brennstoffbedarf. Der CAPEX der Option der fossilen Überhitzung liegt mit ≈5,5 Mio.\$ unterhalb des CAPEX der solaren Überhitzung und 5,7 Mio.\$ unter dem CAPEX der Option C. Zusätzlich zu dem CAPEX der Retrofit-Maßnahmen werden bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten die Betriebskosten und die Finanzierungskosten berücksichtigt.

Nachstehende Abbildung 9-4 zeigt die aus der Greenius Simulation ermittelten unterschiedlichen Stromgestehungskosten in \$/MWh, die sich aus dem CAPEX und OPEX und der Ener-

gieerzeugung gemäß der Formel 6-16 aus Kapitel 6.2.2 ergeben. Zu den Stromgestehungskosten ist die Netto-Stromerzeugung in GWh pro Jahr sowie der CAPEX der Investitionen der Referenz und für die drei Optionen abgebildet.

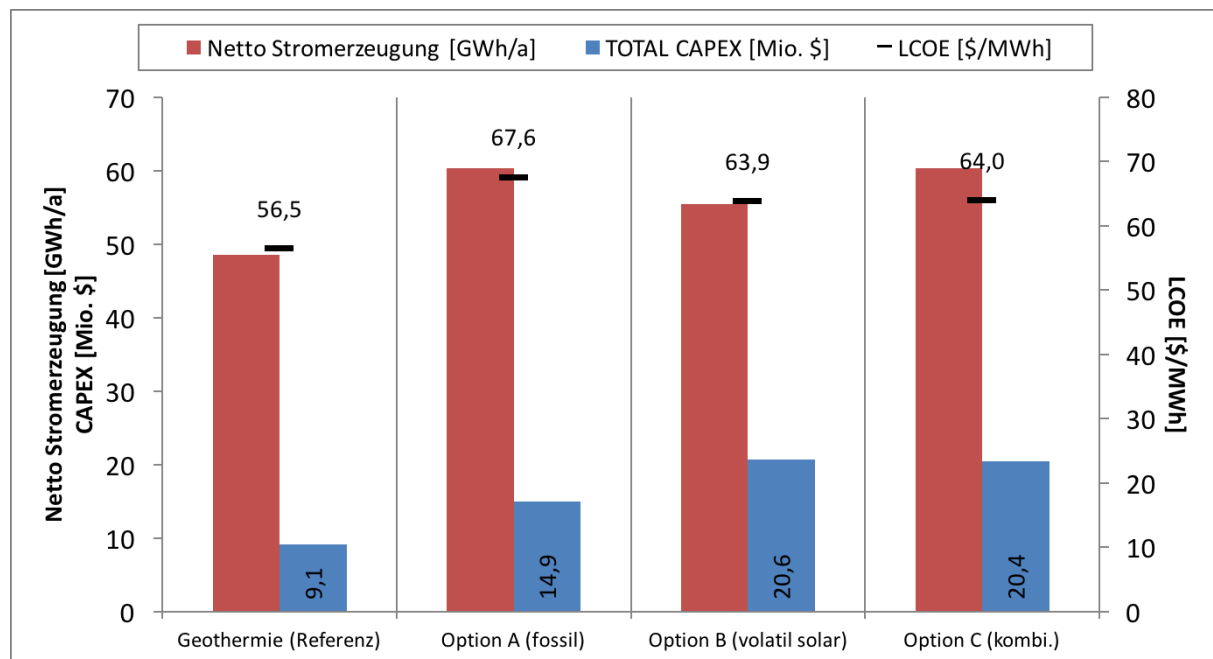


Abbildung 9-4: Netto-Stromerzeugung, CAPEX und Stromgestehungskosten im Vergleich (eigene Darstellung)

Die Stromgestehungskosten der Retrofit-Maßnahme am Referenzkraftwerk liegen, trotz der Annahme von 10-15 \$/MWh höheren jährlichen Betriebskosten aber bedingt durch den deutlichen geringeren CAPEX bei vergleichsweise geringen 56,5 \$/MWh und somit 7,4-11,1 \$/MWh unterhalb dem LCOE eines Hybridkraftwerkes. Demgegenüber liegen die Stromgestehungskosten der fossilen Überhitzung bei 67,6 \$/MWh und werden vor allem durch die variablen jährlichen Brennstoffkosten der marktüblichen Preise am gewählten Standort bestimmt. Die Stromgestehungskosten der fluktuierenden Überhitzung aus Option B liegen bei 63,9 \$/MWh und damit auf dem gleichen Niveau wie im Falle einer konstanten solaren Überhitzung mit fossilem Backup-System (64,0 \$/MWh). Allerdings ist auch hier ist die Abhängigkeit des LCOE durch die variablen Brennstoffkosten der Zufeuerung zum Erhalt der konstanten Überhitzungstemperatur herauszustellen.

Im folgenden Kapitel werden die Stromerzeugung und die Stromgestehungskosten des Hybridkraftwerkes dem Referenzkraftwerk gegenübergestellt und verglichen.

9.4.4 Vergleich mit dem Referenzkraftwerk

In diesem Kapitel werden die Stromgestehungskosten der drei Optionen dem Referenzkraftwerk gegenübergestellt. Dabei ist zur Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten mit dem Referenzszenario die Energieproduktion der jeweiligen Optionen anzusetzen.

Durch die Überhitzung kann durch die höhere Betriebstemperatur und dem besseren Turbinenwirkungsgrad eine höhere Kraftwerksleistung erzielt werden. Daher ist der Zugewinn an elektrischer Energie der Optionen A, B und C im Vergleich zum Betrieb des alleinstehenden Geothermiekraftwerkes entsprechend über die nationale Strombörse in Kalifornien zuzukaufen. Die Stromgestehungskosten des Referenzszenarios werden so aus der anteiligen Energieerzeugung des Geothermiekraftwerkes und der Energie durch Netzbezug des Stromes ermittelt.

In der Abbildung 9-5 sind die drei Szenarien A, B und C im Vergleich zu dem Stromgestehungspreis des Referenzszenarios dargestellt. Die Differenz in der Erzeugung wird durch Netzbezug von Strom mit einem jährlichen Durchschnittspreis in Kalifornien von 75 \$/MWh²⁴ ausgeglichen. Dadurch ergibt sich der in der nachstehenden Abbildung 9-5 dargestellte Leistungsvergleich.

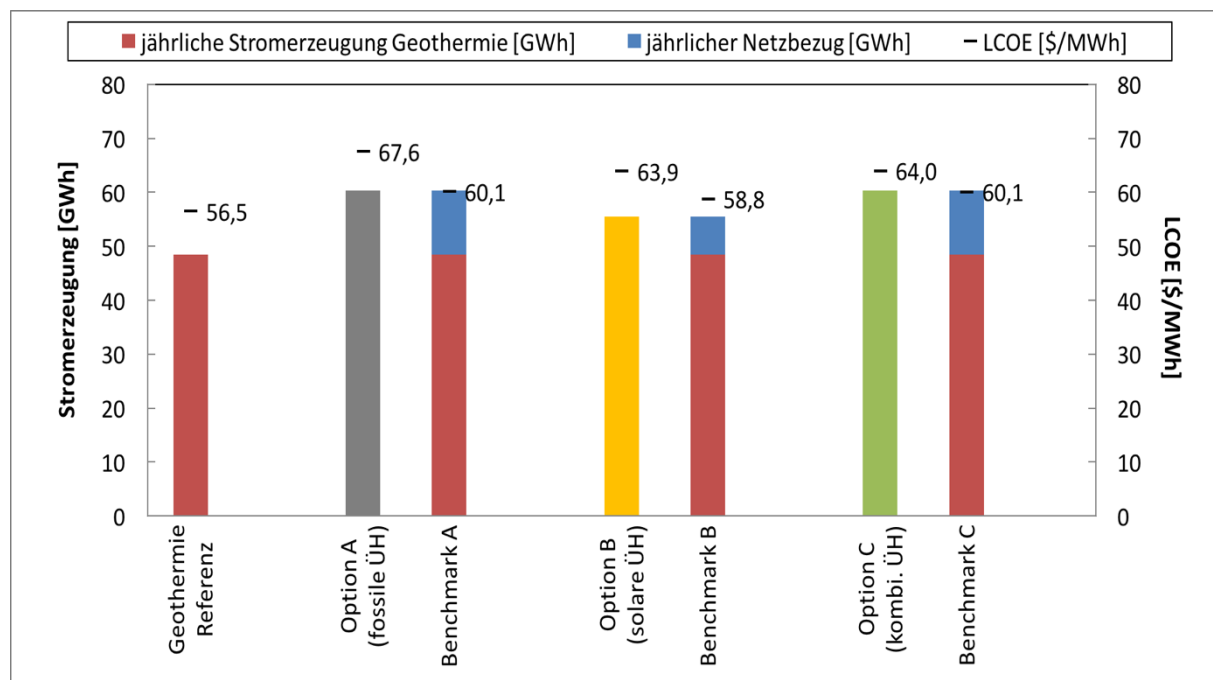


Abbildung 9-5: Vergleich Stromgestehungskosten zum Referenzkraftwerk (eigene Darstellung)

Wie aus der Abbildung 9-5 zu entnehmen liegen die Stromgestehungskosten einer fossilen Überhitzung bei einem Geothermiekraftwerk 7,5 \$/MWh über dem LCOE aus dem Referenzszenario (Geothermie und Netzbezug). Bei der fluktuierenden solaren Überhitzung (Option B) sind die Stromgestehungskosten 5,1 \$/MWh und bei der Option C um 3,9 \$/MWh teurer im Vergleich zum Referenzfall. Auf Basis der getroffenen Annahmen in dieser Masterarbeit liegen die Stromgestehungskosten der Überhitzungsmaßnahmen bei einem Geothermiekraftwerk also über den Kosten des Retrofits der alleinstehenden Geothermieranlage. Die zusätzliche Energieerzeugung und der bessere Kraftwerkswirkungsgrad bei einer Überhit-

²⁴ Abschätzung gemäß (California ISO, 2017, U.S. Energy Information Administration 3, 2017)

zung in einem Flash Steam Kraftwerk hat in dem betrachteten Fall daher keinen positiven Effekt auf den LCOE bei einem Retrofit eines Geothermiekraftwerks.

Der LCOE der vorliegenden Betrachtung ist allerdings von dem Strompreis des notwendigen Netzbezugs abhängig. Dieser ist Standortabhängig sehr unterschiedlich. Ein positiver Effekt auf den LCOE der Retrofit-Maßnahmen durch Hybridisierung kann dabei bei der Option A ab einem jährlichen Durchschnittspreis für Netzbezug von >113 \$/MWh, bei Option B von $>116,5$ \$/MWh und bei der Option C bereits schon bei >95 \$/MWh erzielt werden.

Auf Grund der Fehlermöglichkeiten bei den Annahmen von Kosten wird der Einfluss einer Parametervariation bei den Annahmen in dem Kapitel zur Sensitivitätsanalyse näher betrachtet. Die mögliche Bedeutung von nationalen politischen Rahmenbedingungen wird im Kapitel 10 ebenso diskutiert wie die Bedeutung der Reduktion von CO₂-Emissionen.

9.5 Sensitivitätsanalyse

Die vorliegenden Berechnungen unterliegen auf Grund fehlender Daten und der damit zu treffenden Annahmen Unsicherheiten. In der Sensitivitätsanalyse soll untersucht werden, wie robust sich die Berechnungen verhalten, wenn einzelne Setzungen bei den relevanten Steuergrößen variiert werden. Daher erfolgt in diesem Kapitel eine Sensitivitätsanalyse zur Berechnung der Stromgestehungskosten. In diesem Rahmen werden die Steuergrößen: Einfluss der DNI zu den Solarfeldkosten, Brennstoffkosten ebenso wie im Hinblick auf einen geringeren Turbinenwirkungsgrad bei Beaufschlagung mit Sattedampf untersucht.

9.5.1 Analyse Hybridkraftwerk mit solarer Überhitzung

Die Betrachtungsgrundlage der Berechnungen in dieser Thesis bezieht sich auf klimatischen Standortbedingungen in Kalifornien, USA. Mit einer durchschnittlichen jährlichen Solarstrahlung von 2723 kWh/m^2 (NREL, 2016) ist mit Kalifornien ein hervorragend geeigneter Standort für die Auslegung eines Geothermiekraftwerks mit solarer Überhitzung gewählt. In der vorliegenden Betrachtung einer solaren Überhitzung wird angenommen, dass die thermische Energiezufuhr der Geothermiequelle durchgehend konstant bleibt. Daher haben die solare Einstrahlung und die damit einhergehende zusätzliche Energieerzeugung einen größeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei einem Retrofit eines Geothermiekraftwerks. An Standorten mit einer vergleichsweise schlechteren solaren Einstrahlung als in Kalifornien ist mit geringeren Überhitzungsleistung bei gleicher Auslegung der Solarfeldfläche zu rechnen. Entsprechend der durchschnittlichen direkten solaren Einstrahlung ist daher standortspezifisch das Solarfeld auszulegen. Demzufolge sind an Standorten mit schlechterer solaren Einstrahlungsverhältnissen höhere Stromgestehungskosten für ein solches Konzept zu rechnen. Im Falle einer Auslegung einer kombinierten solaren Überhitzung ist an diesen Standor-

ten aufgrund der geringeren thermischen Leistung des Solarfeldes durch den höheren Brennstoffbedarf auch mit einem höheren Zukauf von Brennstoff zu Marktpreisen notwendig. Diese Kosten wirken sich ebenfalls auf den LCOE eines solchen Retrofit-Konzeptes aus.

Bei der gezeigten Berechnung wird von Investitionskosten von 231 \$/m² des Solarfeldes ausgegangen (Dieckmann et al., 2016). Grundlegend sind hier die durchschnittlichen Kosten bei kommerziellen Parabolrinnen-Projekten. Daher können im Falle einer solaren Überhitzung möglicherweise die Kosten bei Durchführung eines solchen Projektes auf Grund der vergleichsweise kleinen Leistung des Solarfeldes etwas kostenintensiver ausfallen. Allerdings machen die Solarfeldkosten nur $\approx 14\%$ der Gesamtinvestitionen der Retrofit-Maßnahmen am Kraftwerk aus, somit haben teurere oder geringere Solarfeldkosten nur einen geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Daher werden in der vorliegenden Betrachtung außer den Solarfeldkosten gleichzeitig die Kosten für den thermischen Energiespeicher variiert.

In den nächsten Jahren ist mit einer Senkung der Solarfeldkosten durch den Einsatz von flüssigem Salz in den Receiverrohren der Parabolrinnen um $\approx 33\%$ bis zum Jahre 2025 zu rechnen (Dieckmann et al., 2016). Mit dem Einsatz von flüssigem Salz in den Parabolrinnen ließen sich auch höhere Temperaturen in der Überhitzung erzielen. Die Werkstoffe des Kraftwerkes sind dann aber an die Standortbedingungen (chemischen Zusammensetzung des Thermalfluides und der Überhitzungstemperatur) entsprechend anzupassen. Gleichzeitig sind daher mit dem Einsatz von flüssigem Salz in den Parabolrinnen die Investitionskosten des thermischen Energiespeichers im Vergleich zum Thermoölkonzzept zu senken. Daher wird auch bei Kostensenkung der Einfluss des Kollektorfeldes ebenso wie der des thermischen Energiespeichers auf die Stromgestehungskosten betrachtet. Dargestellt in Abbildung 9-6 ist der Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei Variation der Solarfeld- und Speicherkosten um $\pm 30\%$.

Zudem werden auch die Einflüsse einer Veränderung des Lebenszyklus der Anlage sowie der Variation der Kraftwerksblockkosten und der Diskontierung um $\pm 30\%$ auf den LCOE betrachtet, um aufzuzeigen in welchem Bereich sich die Variation dieser Parameter auf einen die möglichen Stromgestehungskosten auswirkt. Die im Geothermiefeld auftretenden Schwefeldämpfe vermindern an einigen Geothermiestandorten durch Ihre chemische Aggressivität den Lebenszyklus einzelner Komponenten einer Anlage. Möglich ist daher auch eine Verminderung des Lebenszyklus des Solarfeldes, bzw. ein Herabsenken der Betriebsjahre des Geothermiekraftwerks. Bei nachhaltigem Management des Reservoirs ist eine Verlängerung der Betriebsjahre durchaus möglich. Daher wird in der Abbildung 9-6 neben der Verminderung durch Schwefeldämpfe auch der Einfluss einer Verlängerung, also um $\pm 30\%$

der Betriebsjahre eines solchen Hybridkraftwerkes grafisch dargestellt und basiert auf der Variation bei den solaren Überhitzungsoptionen.

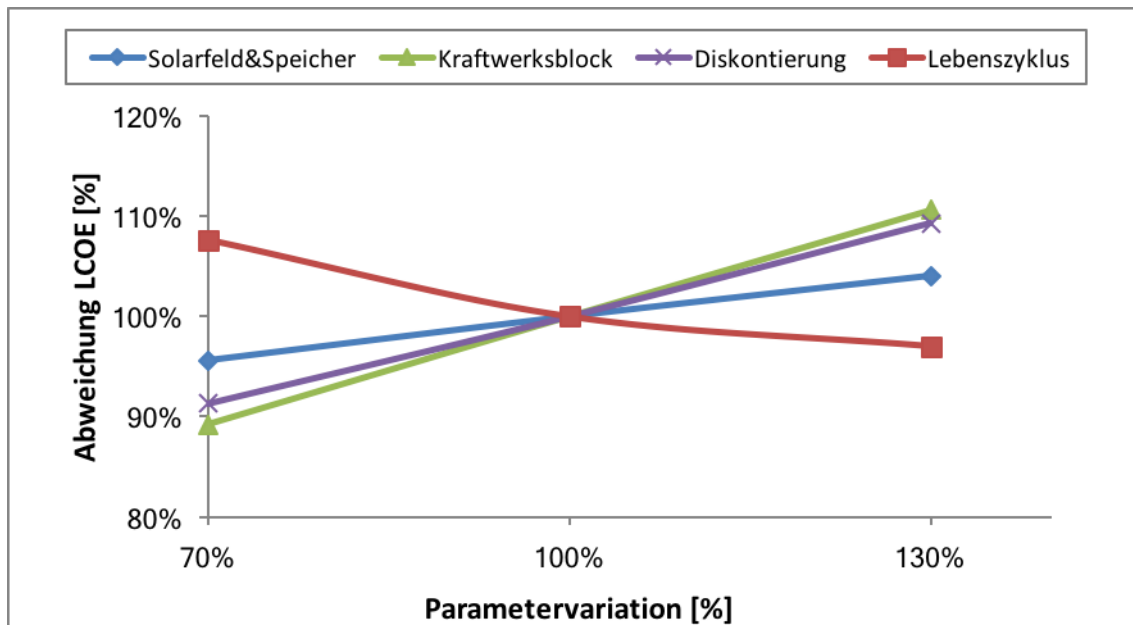


Abbildung 9-6: Allgemeine Sensitivitätsanalyse (eigene Darstellung)

Es zeigt sich, dass die Variation der Solarfeldkosten und der Investitionen des Speichers um 30 % nur eine Abweichung von 4 % zum LCOE aus Kapitel 9.4.3 nach sich zieht. Diese Veränderung des LCOE für die Retrofit-Maßnahme bei Integration eines Solarfeldes führt dabei nicht zu niedrigeren Stromgestehungskosten im Vergleich mit dem Referenzszenario. Beispielsweise liegt der LCOE der Option C bei verminderten Solarfeld- und Speicherkosten dann bei 61,2 \$/MWh und damit oberhalb des LCOE des Referenzszenarios von 60,1 \$/MWh.

Demgegenüber hat die Parametervariation bei einer Verminderung der Betriebsjahre 8 % höhere und bei Verlängerung 3 % geringere Stromgestehungskosten und somit einen nicht-linearen Verlauf. Eine Reduktion der Betriebsjahre auf Grund von beispielsweise der Schwefeldämpfe führt daher zu 8 % höheren Stromgestehungskosten für ein Retrofit-Projekt einer solaren Überhitzung.

Bei 30 % geringeren oder höheren Kosten für den Kraftwerksblock weicht der LCOE der Retrofit-Maßnahmen um die 11% von den Ergebnissen aus Kapitel 9.4.3 ab. Die Erhöhung bzw. Verminderung der Diskontierung führt im Durchschnitt zu einer 9 %-igen Veränderung der Stromgestehungskosten einer Retrofit-Maßnahme und wäre theoretisch ausreichend einen niedrigeren LCOE im Vergleich zum Referenzszenario für die solare Überhitzung zu erzielen. Die Veränderung der Diskontierung und dem Kraftwerksblock jedoch führt nicht unbedingt zu einem geringeren LCOE der Überhitzungs-Konfiguration im Vergleich zum Referenzszenario, da die Parametervariation um ± 30 % möglicherweise auch auf den Referenzfall gleicher-

maßen zutreffen könnte. Die dargestellte Variation der Parameter des Kraftwerksblocks und der Diskontierung dient somit lediglich der Abbildung des Einflusses der Unsicherheiten der getroffenen Annahmen auf den berechneten LCOE.

9.5.2 Analyse des Einflusses der Betriebskosten

Die Betriebskosten werden in fixe und variable Kosten aufgeteilt. Für die fixen Kosten wurden entsprechend der Dampfzustände Annahmen in Bezug zu den spezifischen jährlichen Betriebskosten getroffen. Gerade die Betriebskosten bei einer Sattedampfturbine sind vergleichsweise deutlich höher als bei den Turbinen für überhitzten Dampf bzw. der kombinierten Turbine (vgl. Kapitel 9.4.2).

Zur Beurteilung der Betriebskosten auf den LCOE der verschiedenen Optionen erfolgt nachstehend eine Parametervariation um $\pm 30\%$. Der Einfluss der Betriebskosten auf den Stromgestehungspreis wird in der Abbildung 9-7 für die betrachteten Optionen und dem Referenzkraftwerk dargestellt.

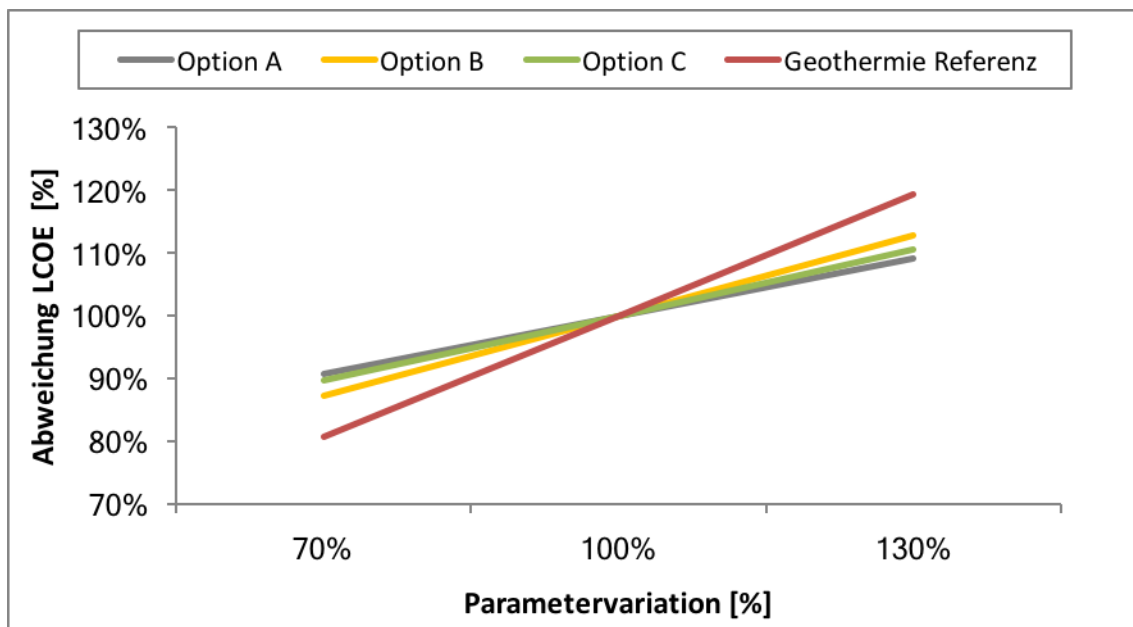


Abbildung 9-7: Sensitivitätsanalyse zu den Betriebskosten (eigene Darstellung)

Es zeigt sich, dass bei den fixen Betriebskosten der Einfluss der Parametervariation bei dem Referenzkraftwerk mit $\pm 19\%$ am deutlichsten ist, was mit den 10-15 \$/MWh höheren fixen Betriebskosten der Sattedampfturbine zusammenhängt. Die Variation der Betriebskosten bei der Option der fossilen Überhitzung führt zu $\pm 9\%$ höheren oder niedrigeren Stromgestehungskosten. Der Unterschied des LCOE der kombinierten Überhitzung (Option C) liegt bei $\pm 10\%$ und im Solar Only Betrieb (Option B) des Kraftwerkes bei $\pm 13\%$. Auf Grund des höheren Einflusses der Parametervariation kann vor allem im Referenzszenario durch niedrigere Betriebskosten der LCOE des Kraftwerkes gesenkt werden.

In der Betrachtung der Optionen A und C sind die für den Standort handelsüblichen Brennstoffkosten bei der Berechnung des LCOE unterstellt. Grundsätzlich unterliegen die Brennstoffkosten bedingt durch Angebot und Nachfrage marktwirtschaftlichen Schwankungen. Beispielsweise ist in den Wintermonaten mit höherer Nachfrage auch mit höheren Brennstoffkosten zu rechnen (U.S. Energy Information Administration, 2018). Gerade in diesen Zeiten ist bei der Option C durch die geringe Solarstrahlung mit höherer fossiler Überhitzungsleistung zum Ausgleich durch das Backup-System zu erwarten. Allerdings werden bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (inklusive einem Anteil an CO₂-Zertifikatskosten) Brennstoffkosten von 4 UScent/kWh, inklusive der CO₂-Zertifikatskosten für Erdgas unterstellt. Dabei handelt es sich um durchschnittlich etwas höhere Brennstoffkosten für den Standort in Kalifornien (U.S. Energy Information Administration 2, 2017). Zudem liegen die Stromgestehungskosten der solaren Überhitzungs-Optionen bereits unterhalb der fossilen Überhitzung. Auf Grund dessen wird in der nachstehenden Abbildung 9-8 lediglich der Einfluss von geringeren Brennstoffkosten auf die Stromgestehungskosten der fossilen und kombinierten Überhitzung der Option A und C im Vergleich dargestellt. Dadurch ist eine Beurteilung über den LCOE der beiden Optionen in Abhängigkeit zu den Brennstoffkosten und der Wirtschaftlichkeit möglich.

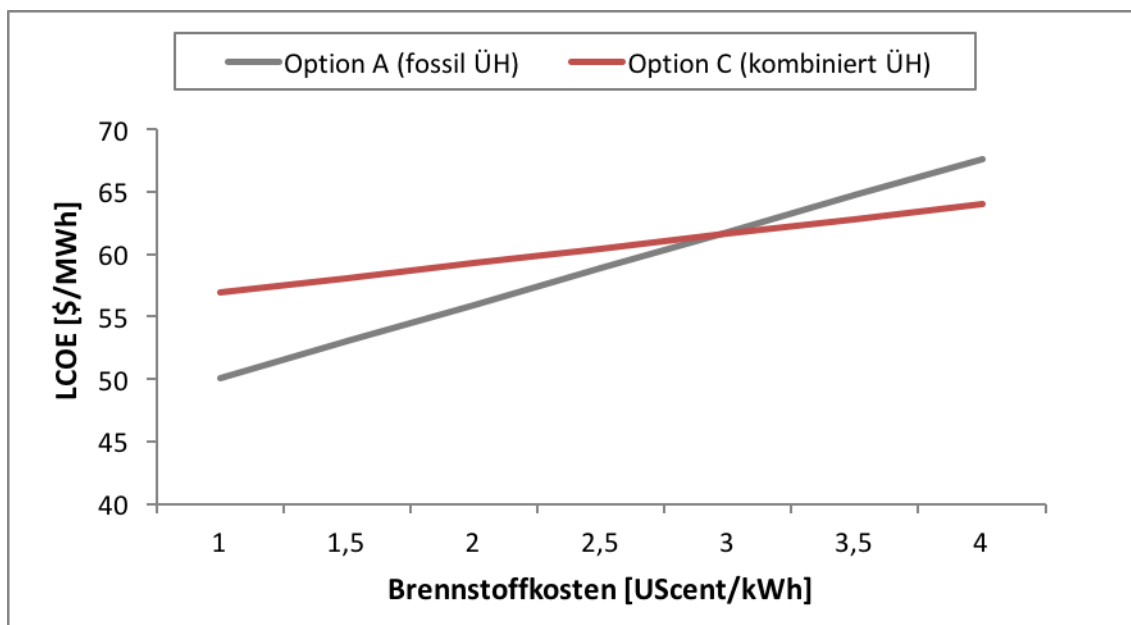


Abbildung 9-8: Einfluss Brennstoffkosten auf den LCOE (eigene Darstellung)

Es zeigt sich, dass sich erst bei Kosten von >3 UScent/kWh für den Brennstoff, die Investitionen in ein Solarfeld bei einer kombinierten Überhitzung wirtschaftlich gesehen rentieren. Der LCOE einer rein fossilen Überhitzung übersteigt ab diesen Kosten den Stromgestehungspreis einer kombinierten Überhitzung. Beispielsweise liegt der LCOE der fossilen Überhitzung mit Brennstoffkosten von 1 UScent/kWh bei 50 \$/MWh und damit ungefähr 6 \$/MWh unterhalb den Stromgestehungskosten einer kombinierten Überhitzung. Bei Brenn-

stoffkosten von 3,5 UScent/kWh liegen die Stromgestehungskosten der fossilen Überhitzung dann jedoch 1,9 \$/MWh über dem LCOE der kombinierten Überhitzung.

9.5.3 Vergleich mit Geothermiekraftwerk mit niedrigerem Wirkungsgrad

Bei Geothermiekraftwerken senkt sich der innere Wirkungsgrad der Sattedampfturbine bedingt durch die Ablagerungen und des hohen Endnässeanteils am Austritt der Turbine. In welchem Umfang sich der isentrope Wirkungsgrad der Turbine ab welchem Zeitraum wie verschlechtert ist nicht bekannt. Es ist jedoch mit der Zeit mit einer Herabsenkung des inneren Wirkungsgrades der Turbine von 0,78 auf 0,65 zu rechnen (Abschätzung MAN Diesel & Turbo SE). Mit Abnahme des inneren Wirkungsgrades der Turbine vermindert sich auch die Nettoleistung des Kraftwerkes. Eine Verminderung der Kraftwerksleistung hat dabei Einfluss auf die Stromgestehungskosten des Referenzkraftwerkes und der fluktuierenden Überhitzung.

Durch die Überhitzung des Sattedampfes im Geothermiekraftwerk erfolgt die Entspannung aus dem überhitzten Dampf ins Nassdampfgebiet. Der Anteil der Endnässe ist dabei geringer als ohne eine Überhitzung und es lassen sich bessere isentrope Wirkungsgrade in der Turbine realisieren. In der nachstehenden Abbildung ist der Vergleich der Optionen zu einem Geothermiekraftwerk mit niedrigerem Turbinenwirkungsgrad dargestellt. Dabei handelt es sich um die Energieerzeugung eines Geothermiekraftwerks mit einem isentropen Wirkungsgrad von 0,65.

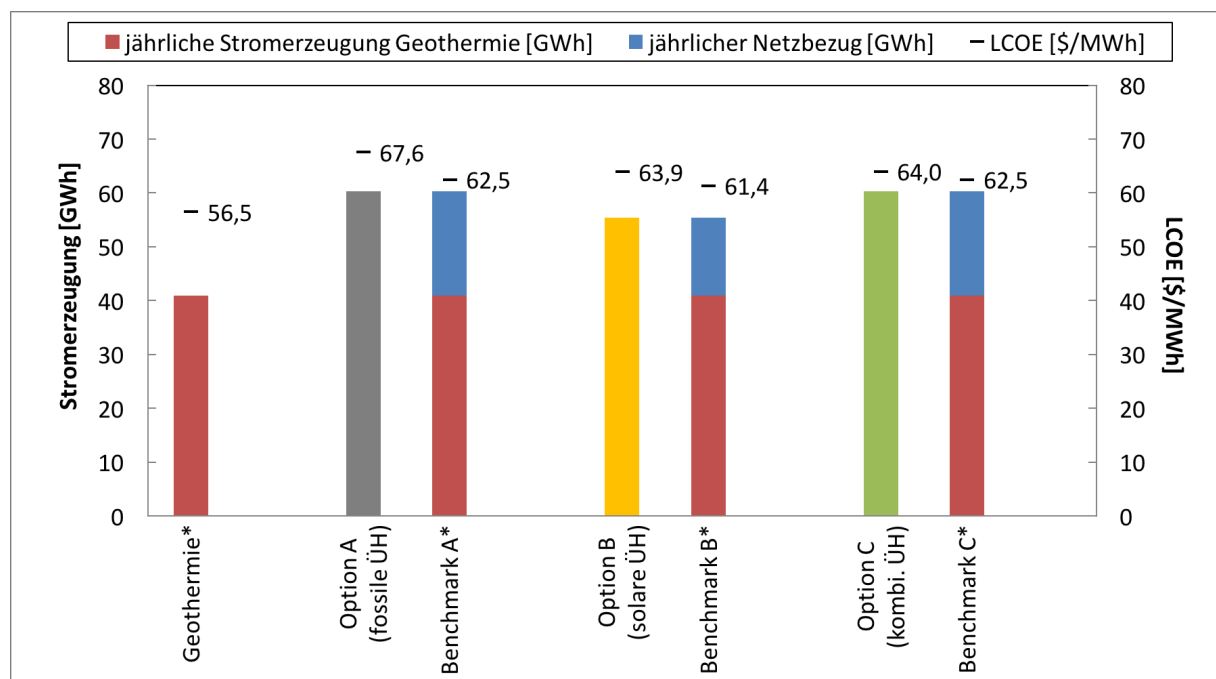


Abbildung 9-9: Vergleich mit Geothermiekraftwerk mit geringerem isentropen Wirkungsgrad (eigene Darstellung)

Wie in der Abbildung 9-9 zu entnehmen, muss durch den geringeren isentropen Wirkungsgrad der Turbine im Vergleich mit den Optionen A,B und C mehr Strom von der Börse zugekauft werden. Mit dem genannten durchschnittlichen Strompreis von 75 \$/MWh liegt der LCOE der fossilen Überhitzung 5,1 \$/MWh über dem LCOE aus dem Referenzszenario (Geothermie und Netzbezug). Bei der Option B liegt der Unterschied in den Stromgestehungskosten nur noch bei 2,5 \$/MWh und in der Option C bei nur von 1,5 \$/MWh. Trotz der Reduktion des isentropen Wirkungsgrads im alleinstehenden Geothermiekraftwerks liegen die Stromgestehungskosten der Überhitzungsmaßnahmen weiterhin oberhalb der Kosten des Retrofits der alleinstehenden Geothermieranlage.

Auch hier ist der LCOE der vorliegenden Betrachtung der Referenz von dem notwendigen Netzbezug abhängig. Durch den höheren Anteil wird ein positiver Effekt auf den LCOE der Retrofit-Maßnahmen durch Hybridisierung bereits bei einem jährlichen Durchschnittspreis von >80 \$/MWh im Falle der kombinierten Überhitzung (Option C) erzielt werden. Bei einem Strompreis von >85 \$/MWh liegt der LCOE der Option B dann unterhalb der Stromgestehungskosten des Referenzszenarios. Der positive Effekt auf den LCOE für die fossile Überhitzung (Option A) wird in diesem Fall erst bei einem Strompreis von >91 \$/MWh erzielt.

10 Diskussion der Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der technischen und wirtschaftlichen Simulation im Vergleich zu dem alleinstehenden Geothermiekraftwerk diskutiert.

Durch die Hybridisierung eines Dry- oder Flash Steam Kraftwerkes in Form einer Überhitzung des Thermalfluides lässt sich der Anteil der Dampfmasse am Austritt der Turbine vermindern. Zudem wird die thermische Energie bei Beaufschlagung mit überhitztem Dampf durch den besseren inneren Wirkungsgrad der Turbine effizienter genutzt und die elektrische Leistung des Kraftwerkes kann gesteigert werden. Durch eine Überhitzung kann bei einem Geothermiekraftwerk die thermische Energie des Reservoirs effizienter genutzt werden.

Die Betrachtung der Stromgestehungskosten der Retrofit-Maßnahmen zeigt jedoch, dass das Referenzkraftwerk trotz Netzbezug den niedrigsten LCOE hat. Die zusätzliche elektrische Energieerzeugung führt im Vergleich demnach nicht zu einem geringeren Stromgestehungspreis des Kraftwerkes. Allerdings liegen die Stromgestehungskosten der betrachteten Optionen und des alleinstehenden Geothermiekraftwerks als Referenz nah beieinander. Die Sensitivitätsanalyse zu den getroffenen Annahmen zeigt, dass durch Parametervariation von Kraftwerksblock und der Diskontierung um $\pm 30\%$ der Kosten die Stromgestehungskosten um ungefähr 9-11% von den Ergebnissen der Retrofit-Maßnahme zur Überhitzung abwei-

chen. Eine Variation der Kraftwerksblock Angaben und der Diskontierung kann im Referenzfall ebenso vorgenommen werden, sodass sich eine Veränderung nicht direkt in einen niedrigeren LCOE der Überhitzungskonfigurationen im Vergleich zum Referenzkraftwerk niederschlägt. Daher wurde ebenso die Veränderung der Solarfeld- und der Speicherkosten betrachtet, da diese sich ausschließlich auf die Konzepte der solaren Überhitzung auswirken. Die Parametervariation führt durch den geringen Anteil der Solarfeldkosten am CAPEX allerdings nur zu $\pm 4\%$ Veränderung des LCOE eines Hybridkraftwerkes. Eine Senkung der Solarfeldkosten ist durch den geringen Einfluss auf die Berechnung bei vorliegender Dimensionierung nicht ausreichend, um niedrigere Stromgestehungskosten im Vergleich mit dem Referenzszenario zu erzielen. Das Herabsenken des Lebenszyklus der Anlage verändert den LCOE der Anlage um 8% . Schwefeldämpfe in Geothermiefeld können daher die Wirtschaftlichkeit eines Projektes mit den höheren Investitionen für Parabolrinnenkollektoren durchaus negativ beeinflussen. Bei der Parametervariation der Betriebskosten haben die Sensitivitäten der getroffenen Annahmen gerade bei dem Referenzkraftwerk mit $\pm 19\%$ den größten Einfluss auf das Ergebnis und den LCOE. Bei den Hybrid-Konfigurationen liegt der Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei der Parametervariation der Betriebskosten um $\pm 30\%$ bei $9-13\%$. Der Einfluss der Verminderung der Betriebskosten ist im Referenzszenario somit deutlich höher als bei den Hybrid-Konfigurationen und führt somit nicht zu einem Ausgleich, bzw. Angleichung des LCOE der Überhitzungs-Maßnahmen.

Erst bei einem Strompreis von $95\text{ \$}/\text{MWh}$ wird der LCOE für die Überhitzung nach Option C günstiger als der des vergleichenden Referenzszenarios mit einem Turbinenwirkungsgrad von $0,78$. Eine Verminderung der Referenz-Kraftwerksleistung auf Grund eines schlechteren Turbinenwirkungsgrades von $0,65$ führt im Vergleich mit den Hybrid-Konfigurationen zu einem höheren Anteil des Netzbezugs und somit einer höheren Abhängigkeit des Strompreises. Dabei liegt der LCOE des Referenzfalls bei durchschnittlichen Stromkosten von $>80\text{ \$}/\text{MWh}$ bereits über den Stromgestehungskosten der kombinierten Überhitzungskonfiguration (Option C) des Hybridkraftwerkes.

Auf Grundlage des sehr nah beieinanderliegenden LCOEs ist möglicherweise eine bessere Wirtschaftlichkeit durch vorhandene politische und marktwirtschaftliche Instrumente an verschiedenen Standorten für ein solches Projekt gegeben. Gerade für Projekte im Bereich der geothermischen Stromerzeugung sind in einigen Ländern Gesetzgebungen geschaffen, die den Ausbau der regenerativen Energien durch staatliche Förderung vorantreiben. In Kalifornien sind mehrere politische Marktinstrumente in Kraft, welche Projekte in Solar- und Geothermie subventionieren. Kalifornien hat beispielsweise umfassende Förderprogramme, wie den Energy Action Plan welche den Ausbau der regenerativen Energietechnologien durch finanzielle Anreize weiter vorantreiben. Die Subventionen für die Förderung von geothermi-

scher Stromerzeugung wirken sich dabei gleichermaßen auf die betrachteten Optionen als auch auf den Referenzfall aus. Allerdings sind zusätzliche Vergünstigungen oder auch Vergütungen durch den Zubau des Solarfeldes möglich, welche ein Hybridkraftwerk Geothermie mit Solarthermie aus wirtschaftlicher Sicht attraktiv für Investoren und Anlagenbetreiber gestalten. Politische Rahmenbedingungen für Geothermie bzw. Pilotprojekte einer solchen Retrofit-Maßnahme eines Hybridkraftwerkes können die entsprechenden Anreize für Investitionen in ein solches Projekt trotz der etwas höheren Stromgestehungskosten im Vergleich mit dem Referenzkraftwerk schaffen.

Grundsätzlich sind staatliche Förderungen bei Geothermieprojekten in Anbetracht der hohen Risiken beim Neubau einer Anlage erforderlich. Denn das höchste Risiko bei der Finanzierung eines Projektes zum Bau eines Geothermiekraftwerkes wird durch den, bzw. die Eigenkapitalgeber in den Erkundungsphasen zum Beginn der Projektierung getragen. In diesen Projektphasen sind bereits Investitionen für Erkundungsbohrungen und Genehmigungen notwendig (Garms, 2014). Zusätzlich bedarf es einer längeren Planungsphase bei Geothermieprojekten, da zunächst geologische Gutachten und bergbaurechtliche Genehmigungen eingeholt werden müssen. Geothermie Projekte unterliegen beim Neubau im allgemeinen hohen Fündigkeitsrisiken, da weitestgehend unbekannter Untergrund durchteuft wird. Zusätzlich zu dem Fündigkeitsrisiko ist das zeitliche Verhalten des angebohrten Reservoirs risikobehaftet. Bei einem Projekt Hybridkraftwerk Geothermie mit konzentrierender Solarthermie ergeben sich demnach andere Finanzierungsbedingungen als bei einem alleinstehenden CSP-Projekt. Dieses sollte bei einem geplanten Neubau eines solchen Projektes beachtet werden. Im Retrofit sind Fündigkeitsrisiken minimiert, da bereits durch die vorhandenen Produktionsbohrungen das Risiko der Erneuerungsbohrungen im Vergleich zum Neubau gesenkt werden kann (Garms, 2014; Cross & Freeman, 2009).

Eine solare Überhitzung vermeidet im Vergleich zu einer fossilen Überhitzung CO₂-Emissionen. Im Vergleich zum regionalen Strommix kann der durch die Überhitzung realisierte Mehrgewinn an regenerativem Strom eine CO₂ Einsparung bedeuten. Allerdings hat Kalifornien bereits einen Anteil von 30% im Jahre 2016 an regenerativ erzeugten Strom (California Energy Commission, 2017, S. 2). Der zugekaufte Strom für das Referenzszenario stammt daher möglicherweise bereits aus regenerativ erzeugter elektrischer Energie und ist mit geringen CO₂ Emissionen verbunden. Allerdings kann grundsätzlich mit einer Erhöhung der regenerativ erzeugten Kraftwerksleistung eine Reduktion der CO₂ Emissionen erzielt werden.

11 Schlussfolgerung und Ausblick

Die vorliegende Master Thesis ist eine Machbarkeitsanalyse zum Konzept eines Hybridkraftwerkes Geothermie mit solarer Überhitzung. In dieser werden auch die Möglichkeiten von Retrofit-Maßnahmen zur Hybridisierung von geothermischen Dampfkraftwerken betrachtet. Dazu werden verschiedene Überhitzungs-Konfigurationen (konstant fossil, fluktuierend solar und eine Kombination beider Varianten) betrachtet und der Retrofit-Maßnahme eines alleinstehenden Geothermiekraftwerks gegenübergestellt.

Dabei eignet sich ein Konzept zur Überhitzung zur Anhebung der Betriebstemperatur vor der Turbine in einem Geothermiekraftwerk aus thermodynamischer Sicht bei Dry oder Flash Steam Kraftwerken. In einem Binary Cycle Kraftwerk mit ORC-Kreisprozess führt die Überhitzung auf Grund der verwendeten Arbeitsmittel im Kraftwerkskreislauf nicht zu einer Effizienzsteigerung. In einem solchen Kraftwerk sind daher aus technischer Sicht Konzepte z.B. zum verbesserten Reservoir-Management zur Hybridisierung mit konzentrierender Solarthermie zu favorisieren. Die Konzeptionierung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Überhitzung basiert daher im Umfang dieser Arbeit auf Annahmen von Retrofit-Maßnahmen an einem Single Flash Steam Kraftwerk.

In geothermischen Dampfkraftwerken werden die Turbinen in der Regel mit ungereinigtem Sattdampf oder Wasserdampfgemisch direkt aus dem Erdreich beaufschlagt, um die Investitionskosten möglichst gering zu halten. Auf Grund der hohen korrosiven Mineralisierung des Thermalfluides und der damit verbundenen hohen Belastung der Receiverrohre der Parabolspiegel kann von einer Verringerung des Lebenszyklus und dem erhöhten Austausch von Ersatzteilen ausgegangen werden. Daher basiert die solare Überhitzung dieser Arbeit auf der Integration eines Thermoöl-Solarfeldes. Dabei ist zu bemerken das eine Direktverdampfung vom Thermalfluid in Parabolrinnen in El Salvador von der Firma LaGEO bereits getestet wird, aber bisher noch keine weiteren Forschungsergebnisse veröffentlicht sind. Möglicherweise ist eine Direktverdampfung nach erfolgreicher Testphase und bekannten Auswirkungen auf die Receiverrohre des Parabolrinnenkraftwerks durchaus mit entsprechendem Management und/oder Beimischung von Inhibitoren wirtschaftlich möglich.

Mittels der Integration einer Überhitzung bei Geothermiekraftwerken kann der Anteil der Endnässe und somit die Beanspruchung der Turbinenschaufeln vermindert werden. Zudem kann durch den besseren isentropen Wirkungsgrad der Turbine die thermische Energie effizienter genutzt und die Kraftwerksleistung im Vergleich zum alleinstehenden Geothermiekraftwerk gesteigert werden. Durch die Beaufschlagung mit überhitzten Dampf können so zudem die jährlichen Betriebskosten und Ersatzteilkosten durch die Verringerung der Korrosion in der Turbine durch Tropfenschlag vermindert werden. Leistungsverluste, die Geother-

miektkraftwerke durch höhere Umgebungstemperaturen und Luftfeuchtigkeit im Sommer verzeichnen, werden durch die besseren solaren Einstrahlungsbedingungen bei einem Hybridkraftwerk weitestgehend ausgeglichen.

Die Auslegung, technische und wirtschaftliche Simulation der Hybrid-Konfigurationen beruhen dabei auf den klimatischen Verhältnissen für einen Kraftwerksstandort in Kalifornien USA, einem hervorragenden Standort zur Nutzung von konzentrierender Solarthermie. Für diesen Standort werden die Stromgestehungskosten der betrachteten Optionen im Vergleich zu der Retrofit-Maßnahme des Geothermiekraftwerks ermittelt. Auf Grund der hohen Belastung durch das korrosive Thermalfluid wird dem Referenzkraftwerk ebenfalls eine Investition in den Kraftwerksblock zur Wiederherstellung der Produktionskapazität unterstellt. Dabei ergibt sich der Stromgestehungspreis der Referenzanlage aus dem Zukauf von Strom auf Basis des durchschnittlichen Börsenpreises in Kalifornien. Mit Solarfeldkosten von 231 $\$/\text{m}^2$ liegt für das Konzept der rein solar erzeugten Überhitzung ein LCOE bei 63,9 $\$/\text{MWh}$ und für die kombinierte Überhitzung bei 64 $\$/\text{MWh}$. Demgegenüber liegt der LCOE der fossilen Überhitzung unter der Annahme von Brennstoffkosten von 0,04 $\$/\text{kWh}_{\text{th}}$ bei 67,6 $\$/\text{MWh}$ und somit oberhalb der solaren Hybrid-Konfigurationen. Die Stromgestehungskosten aller drei betrachteter Optionen liegen aber im Vergleich ungefähr 4-7,6 $\$/\text{MWh}$ oberhalb des LCOE der Referenz-Maßnahmen. Die Annahme von 231 $\$/\text{m}^2$ für die Solarfeldkosten liegt oberhalb der Kosten bei den veröffentlichten Studien von Wendt et al. (2015), Çağlan Kuyumucu et al. (2012) oder auch Zhou et al. (2013) (vgl. siehe Kapitel 5.1.2), aber im Durchschnitt der Quadratmeterkosten für ein Solarprojekt des Jahres 2016 (Dieckmann et al., 2016). Selbst durch die Senkung der Solarfeldkosten zum Jahre 2025 um 33 % liegen die Kosten mit 165 $\$/\text{m}^2$ noch über den ermittelten wirtschaftlichen Wert (100-150 $\$/\text{m}^2$) der Studie von Wendt et al. (2015) für ein Hybridkraftwerk aus Geothermie und Solarthermie (Wendt et al., 2015, S. 7).

Im Allgemeinen bieten sich gute Möglichkeiten der Hybridisierung zur Effizienzsteigerung und Ressourcenschonung bei Geothermiekraftwerken in Kombination mit verschiedenen Energieträgern wie der konzentrierenden Solarthermie. In Ländern mit hoher direkter Solarstrahlung ist die solare Überhitzung zur Effizienzsteigerung des Kraftwerkes mit geringfügig höheren Stromgestehungskosten durchaus eine lohnende Investition um den Kraftwerksblock und vor allem die Turbine nachhaltiger zu nutzen und je nach Standort CO_2 Emissionen einzusparen. Die Reduktion von CO_2 Emissionen spielt in der heutigen Gesellschaft eine immer größer werdende Rolle. Gerade die externen Umweltkosten, bzw. volkswirtschaftlichen Folgekosten unterstreichen die Bedeutung der Reduktion von CO_2 und unterstützen die Investitionen in ein solches Projekt. Gerade in Regionen nahe von tektonischen Platten und in den ariden warmgemäßigten sowie subtropischen Klimazonen bieten sich die Nutzung

beider Ressourcen in einem Kraftwerk an. Durch vorhandene marktwirtschaftliche Instrumente bzw. Förderprogramme der regenerativen Energietechnik werden möglicherweise an verschiedenen Standorten die entsprechenden Anreize geschaffen, in ein Projekt Hybridkraftwerk Geothermie und Solarthermie zu investieren.

Bei der Hybridisierung von Geo- und Solarthermie sind neben einem Konzept zur solaren Überhitzung weitere verschiedene Kombinationsmöglichkeiten der beiden Ressourcen gegeben. Das vorgeschlagene Konzept zur Überhitzung könnten in einer weiteren Arbeit ebenso unter dem Aspekt der Ressourcenschonung bei Geothermiekraftwerken betrachtet werden. Bei einem Geothermiekraftwerk ist mit der Zeit mit der Abnahme von Druck und Temperatur im Reservoir zu rechnen. Dadurch sind Erneuerungen von Produktionsbohrungen notwendig um die Kapazität des Kraftwerks beizubehalten bzw. wiederherzustellen. Wird dieser Effekt bei der Berechnung der Stromgestehungskosten ebenfalls berücksichtigt ist eine verbesserte Wirtschaftlichkeit durch die Hybridisierung zu erwarten (DiMarzio et al., 2015, S. 2f; Mir et al., 2011). Durch den Zubau von Parabolrinnenkollektoren kann tagsüber durch die thermische Energieerzeugung des Solarfeldes der geförderte Massenstrom aus dem Geothermiereservoir reduziert werden. Das zur Ressourcenschonung größere Solarfeld mit ebenfalls größerem Speicher führt aufgrund der sogenannten economy of scale vermutlich zu geringeren spezifische Solarfeldkosten. Dies kann ebenfalls die Wirtschaftlichkeit des Hybridkraftwerks mit Überhitzung und verbessertem Reservoir-Management im Vergleich zum Referenzfall verbessern.

Die Möglichkeiten der Hybridisierung zur Verbesserung des Reservoir-Managements und des Lebenszyklus der Produktionsbohrung in einem Geothermiefeld wurden im Umfang dieser Arbeit nicht betrachtet. Ebenso wurde keine mathematische Optimierung einer Projektierung vorgenommen, da dies erst für ein reales Projekt mit belastbaren Daten sinnvoll ist. Hier bieten sich jedoch für die Zukunft gute Möglichkeiten zur weiteren Bearbeitung in weiterführenden Forschungsarbeiten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein Konzept zur Überhitzung in einem Single Flash Steam Geothermiekraftwerk zur Effizienzsteigerung und Reduktion der Betriebskosten führt. Die Stromgestehungskosten einer Retrofit-Maßnahme zur Integration eines Solarfeldes, thermischen Energiespeicher liegen dabei allerdings trotz der höheren Kraftwerksleistung bzw. Energieerzeugung oberhalb der Stromgestehungskosten des Referenzszenarios, also einer Retrofit-Maßnahme bei einem alleinstehenden Geothermiekraftwerk. Nichtsdestotrotz kann durch vorhandene politische Gesetzgebung zur Förderung regenerativer Projekte an verschiedenen Standorten die entsprechenden finanziellen Anreize geschaffen sein in ein Projekt zum Retrofit mit solaren Überhitzung bei einem Geothermiekraftwerk zu investieren.

12 Literaturverzeichnis

- Arvizu, D., Balaya, P., Cabeza, L., Hollands, T., Jäger-Waldau, A. et al., 2011.** Chapter 3: Direct Solar Energy. In: O. Edenhofer, et al. Hrsg. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press, S. 333-400.
- Ayub, M., Mitsos, A. & Ghasemi, H., 2015.** Techno-economic analysis of a hybrid solar-binary geothermal power plant. *Elsevir LTD.*, April, Band 8, pp. 326-335.
- BMW, 2017.** *Zahlen und Fakten: Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung*. [Online] Available at: <http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [Zugriff am 15 November 2017].
- Brüggemann, D. & Heberle, F., 2014.** Kraftwerkstechnik. In: M. Bauer et al. Hrsg. *Handbuch Tiefe Geothermie*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Brasser, T., Cannepin, R., Feige, S., Frieling, G. et al., 2014.** *Geosys - Systemanalyse der geothermalen Energieerzeugung*, s.l.: Gesellschaft für Anlagen und Reaktorsicherheit.
- Buck, R., 2015.** *Solarthermische Kraftwerke*. In: M. Wietschel et al., Hrsg. *Energietechnologien der Zukunft*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Bundesverband Geothermie, kein Datum.** *Einstieg in die Geothermie*, [Online] Available at: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/einstieg-in-die-geothermie.html> [Zugriff am 15 September 2017]
- California Energy Commission, 2017.** *California Renewable Energy Statistics & Data*. [Online] Available at: http://www.energy.ca.gov/almanac/renewables_data/ [Zugriff am 15 November 2017].
- California ISO, 2017.** *Market Price Maps*. [Online] Available at: <http://www.caiso.com/pricemap/Pages/default.aspx> [Zugriff am 03 Dezember 2017].
- Climate Policy Initiative, 2017.** *Carbon Price*. [Online] Available at: <http://calcarbodash.org> [Zugriff am 05 Dezember 2017].
- Cross, J. & Freeman, J., 2009.** *2008 Geothermal Technologies Market Report*, s.l.: U.S. Department of Energy.

- Dieckmann, S., Dersch, J., Giuliano, S. et al., 2016.** *LCOE Reduction Potential of Parabolic Trough and Solar Tower CSP Technology until 2025*, Köln: DRL.
- DiMarzio, G. Angelini, L., Price, W., Chin, C. & Harris, S., 2015.** *"Stillwater Triple Hybrid Power Plant: Integrating Geothermal, Solar Photovoltaic and Solar Thermal Power Generation*, Nevada, USA: s.n.
- DiPippo, R., 1999.** *Small Geothermal Power Plants: Design, Performance and Economics*, Massachusetts: s.n.
- DiPippo, R., Khalifa, E., Correia, R. & Kestin, J., 1978.** *Fossil Superheating in Geothermal Steam Power Plants*, Rhode Island: s.n.
- DLR, kein Datum.** *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. - Greenius User Manual*. [Online] Available at:
http://freegreenius.dlr.de/images/greeniusdata/Greenius-Manual_4_1.pdf
[Zugriff am 25 Oktober 2017].
- DRL (2005).** *Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region*, Stuttgart: DLR
- Eck, M. & Steinmann, W.-D., 2001.** *Direct Steam Generation in Parabolic Troughs: First Results of the DISS Project*, Washington D.C.: s.n.
- Environmental Defense Fund, 2015.** *California: An Emissions Trading Case Study*, USA
- Ernstson, K., 2014.** Kapitel: Geologische und geophysikalische Untersuchungen. In: M. Bauer et al., Hrsg. *Handbuch Tiefen Geothermie*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Garms, H.-J., 2014.** Kapitel: Finanzierung. In: M. Bauer, Hrsg. *Handbuch Tiefe Geothermie*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Gehring, M. & Loksha, V., 2012.** *Geothermal Handbook: Planning und Financing Geothermal Power Generation*, Washington DS, USA: Energy Sector Management Assistance Program.
- Goldstein, B., Hiriart, G., Bertani, R., Bromley, C., Gutiérrez-Negrín, L. et al., 2011.** Chapter 4: Geothermal Energy. In: O. Edenhofer, et al. Hrsg. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press.
- Greenhut, A., 2010.** *Modeling and Analysis of Hybrid Geothermal-Solar Thermal Energy Conversion Systems*, s.l.: Masterthesis at Massachusetts Institute of Technology.

- Hermann, S., Miketa, A. & Fichaux, N., 2014.** *Estimating the Renewable Energy Potential in Africa*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- International Energy Agency, 2010.** *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power*, Paris, Frankreich: s.n.
- IRENA, 2012.** *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Concentrating Solar Power*, s.l.: s.n.
- IRENA, 2016.** *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*
- IRENA, 2017.** *Geothermal Power: Technology Brief*, Abu Dhabi: International Energy Agency.
- Köhler, S. & Saadat, A., 2000.** Möglichkeiten und Perspektiven der geothermischen Stromerzeugung. In: E. Huenges et al., Hrsg. *Geothermische Technologieentwicklung- Geologische und Energietechnische Ansatzpunkte*. Potsdam: GeoForschungZentrum.
- Kaltschmitt, M., Weinrebe, G. & Wulf, C., 2013.** Solarthermische Stromerzeugung. In: M. Kaltschmitt et al., Hrsg. *Erneuerbare Energien*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Khalifa, E., 1981.** *Hybrid Power Plants for Geopressed Resources*, East Hartford: United Technologies Research Center.
- Kost, C. et al., 2013.** *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Freiburg im Breisgau: Studie Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.
- LaGeo, (2013).** Investigación y desarrollo. [Online] Available at: <http://www.lageo.com.sv/index.php?cat=13&title=Investigación%20y%20desarrollo&lang=es> [Zugriff am 14. August 2017]
- Lentz, Á. & Almanza, R., 2006.** *Solar-geothermal hybrid system*, Mexico: Ciudad Universitaria.
- Matek, B., 2016.** *2016 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report*, s.l.: Geothermal Energy Association.
- Mir, I., Escobar, R., Vergara, J. & Bertrand, J., 2011.** *Performance Analysis of a Hybrid Solar-Geothermal Power Plant in Northern Chile*, Schweden: World Energy Congress.
- NREL, 2016.** *National Solar Radiation Data Base*. [Online] Available at: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%268VWYlh%255Bv%255D%3Dt%268VW>

[Ylh%255Bd%255D%3D1&bL=clight&cE=0&IR=0&mC=4.740675384778373%2C22.8515625&zL=2](#) [Zugriff am 2017].

Ocampo-Diaz et al., 2005. *Review of Corrosion and Scaling Problems in Cerro Prieto Geothermal Field over 31 Year of Commercial Operations*, Antalya, Türkei: World Geothermal Congress.

Pitz-Paal, R., Hennecke, K., Heller, P. & Buck, R., 2013. *Solarthermische Kraftwerke- Konzentriertes Sonnenlicht zur Energieerzeugung nutzen*, Bonn: FIZ Karlsruhe GmbH - Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur (Hrsg).

REN21, 2017. *Renewables 2017 Global Status Report*, Paris: s.n.

Richter, C., Taske, S. & Short, R., 2009. *Sauberer Strom aus den Wüsten - Globaler Ausblick auf die Entwicklung solarthermischer Kraftwerke 2009*, s.l.: SolarPaces.

Rohloff, K. & Kather, A., 2011. *Geothermische Stromerzeugung - Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme*, Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Salmon, J., Meuric, J., Stern, F. & Dusime, M., 2011. *Guidebook to Geothermal Power Finance*, Colorado, USA: NREL.

Schneider, J., Eggeling, L. & Hesshaus, A., 2014. Kapitel:
Tiefengrundwassercharakteristik und hydrochemische Untersuchung. In: M. Bauer et al., Hrsg. *Handbuch Tiefen Geothermie*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

Schröder, H. Bettge, D., Brendler, V., Krüger, M., Ostertag-Henning, C. et al., 2008. *Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen - Abschlussbericht*, Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

Solarlite, kein Datum. *Water quality analysis*, internes Dokument, s.l.:s.n.

Steag Energy GmbH, 2017. *EBSILON Professional Dokumentation*. s.l.:s.n.

Stefanson, V., 2001. *Investment Cost for Geothermal Power Plants*, Reykjavik, Island: s.n.

Sterner, M. & Stadler, I., 2017. *Energiespeicher - Bedarf, Technologie, Integration*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

Stieglitz, R. & Heinzl, V., 2012. *Thermische Solarenergie - Grundlagen, Technologie, Anwendung*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

- Stober, I., Thomas, F., Obst, K. & Schulz, R., 2010.** *Tiefen Geothermie - Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland*, Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Stober, I., Wolfram, M. & Birner, J., 2014.** Hydrochemie der Tiefenwässer in Deutschland. *Zeitschrift für Geologische Wissenschaft* , pp. 339-380.
- Strauss, K., 2016.** *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*. 7. Auflage Hrsg. Berlin Heidelberg: Springer- Vieweg.
- Tester, J., Anderson, B.J., Batchelor, A.S., Blackwell, D.D., DiPippo, R. et al., 2006.** *The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems on the United States in the 21st Century*. Washington DC, USA: Massachusetts Institute of Technology, U.S. Department of Energy, Assistant Secretary of Energy Efficiency and Renewable Energy, Office of Geothermal Technology .
- Thain, I. & DiPippo, R., 2015.** *Hybrid Geothermal-Biomass Power Plant; Applications, Design and Performance Analysis*, Melbourne, Australia: s.n.
- Trieb, F., Schillings, C., O`Sullivan, M., Pregger, T. & Hoyer-Klick, C., 2009.** *Global Potential on Concentrating Solar Power*, Stuttgart: DLR – Institut für technische Thermodynamik
- Turchi, C., Guangdong, Z., Wagner, M., Williams, T. & Wendt D., 2014.** *Geothermal/Solar Hybrid Designs: Use of Geothermal Energy for CSP Feedwater Heating*. GRC Transactions, Vol.38 , pp. 817-824.
- U.S. Energy Information Administration 2, 2017.** *Natural Gas*. [Online]
Available at: <https://www.eia.gov/naturalgas/> [Zugriff am 05 November 2017].
- U.S. Energy Information Administration 3, 2017.** *Electricity*. [Online]
Available at: https://www.eia.gov/electricity/monthly/update/wholesale_markets.php [Zugriff am 01 Dezember 2017].
- U.S. Energy Information Administration, 2017.** *Electric Power Monthly*. [Online]
https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_6_a
[Zugriff am 25 Dezember 2017].
- VDI e.V., (2013) - Verein Deutscher Ingenieure VDI-Gesellschaft.** VDI-Wärmeatlas. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag.
- Vetter, C., 2011.** *Parameterstudie zur Simulation von Niedertemperatur-Kreisprozessen*, s.l.: Karlsruhe Institut für Technologie, Diplomarbeit.

- Wendt, D., Mines, G., Turchi, C. & Guandong, Z., 2015.** *Geothermal Risk Reduction via Geothermal/Solar Hybrid Power Plant: Final Report*, USA: Idaho National Laboratory.
- Willwerth, L., Feldhoff, J.F., Khenissi, A., Eickhoff, M., Keller, L., 2016.** *KanDis Schlussbericht: Wissenschaftliche Beileitung der Direktverdampfung im Kanchanaburi Kraftwerk*, DLR – Institut für Solarforschung: s.n.
- Zarza, E., Valenzuela, L., Leon, J., Weyers, H. D., Eickhoff, M. et al., 2002.** The DISS Project: Direct Steam Generation in parabolic Trough System. Operation and Maintenance Experience and Update on Project Status. *Journal of solar energy engineering* Vol. 124
- Zhou, C., Doroodchi, E. & Moghtaderi, B., 2013.** An in-depth assessment of hybrid solar-geothermal power generation. *Energy Conversion and Management*, pp. 88-101.
- Çağlan Kuyumucu, Ö., Solaroğlu, U. Z., Akar, S. & Serin, O., 2012.** *Hybrid Geothermal and Solar Thermal Power Plant Case Study: Gümüşköy GEPP*, Ankara, Türkei: BM Holding Inc..

Quellenverzeichnis der verwendeten Abbildungen:

- Focus Online, 2011.** *Geothermie - Energie aus der Tiefe*. [Online]
Available at: https://www.focus.de/wissen/klima/tid-24198/geothermie-energie-aus-der-tiefe_aid_684521.html
- IRENA 2, 2016.** *Featured Dash Board - Costs*. [Online]
<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=1057>
[Zugriff am 03 November 2017].
- NREL, kein Datum** *Maps*. [Online] Available at: <https://www.nrel.gov/gis/maps.html>
[Zugriff am 13 Oktober 2017].
- Sclater, G. et al. (2014).** *Marine Heat Flow*. [Online]
Available at: https://www.researchgate.net/figure/280558052_Fig-4-A-1-A-1-o-global-heat-fl-ow-grid-used-for-this-paper-a-Gaussian-fi-lter-with-a-500
[Zugriff am 15 August 2017].
- Solargis, 2018.** *World solar resource map*. [Online]
Available at: <https://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/overview/>
[Zugriff am 15 September 2017].

13 Anhang

A.1 EBSILON Modell dampfgeführter Rankine-Kreisprozess

In der nachstehenden Abbildung (**Error! Reference source not found.**) ist die Modellierung des dampfgeführten Kraftwerksprozesses dargestellt.

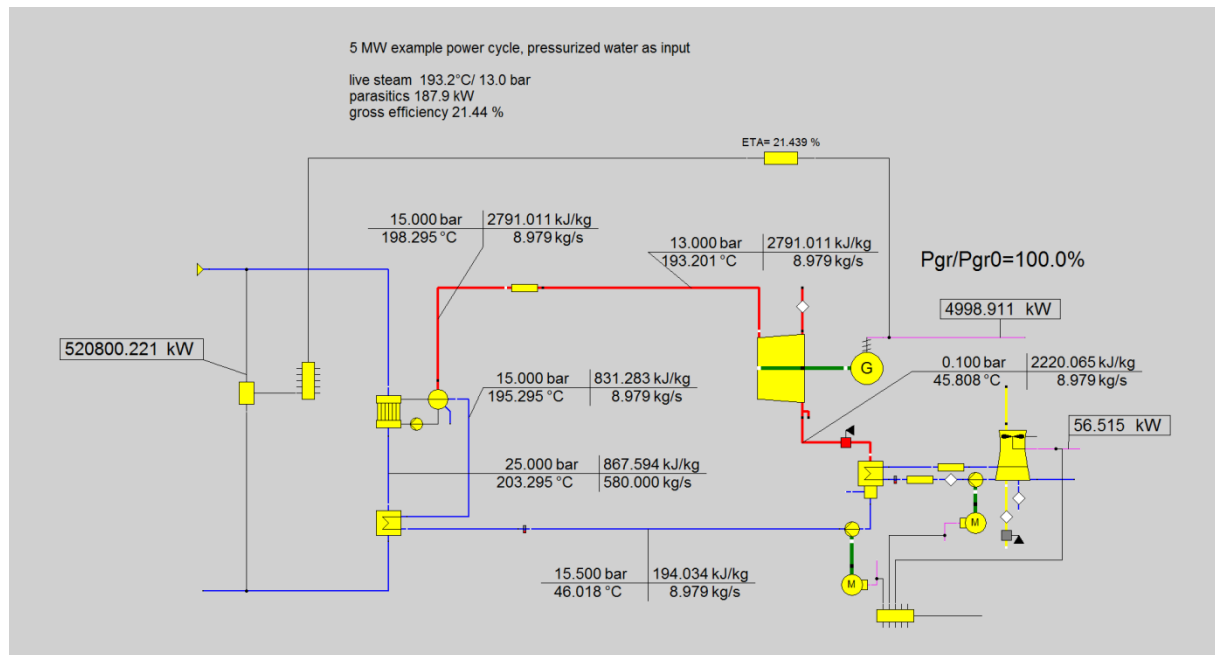
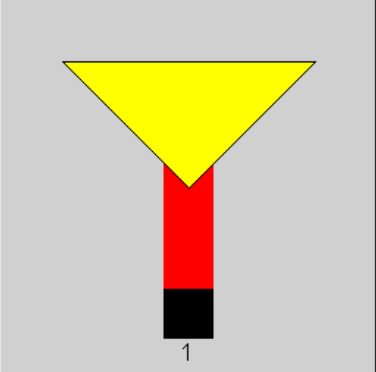
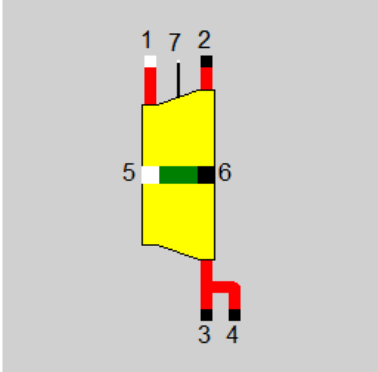
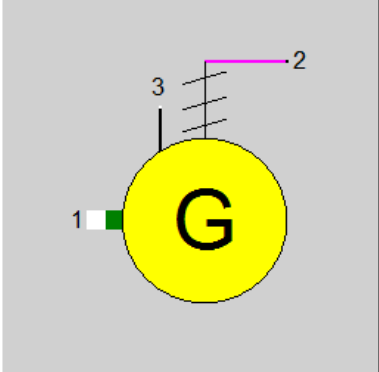
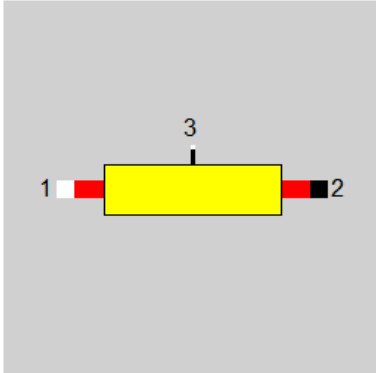
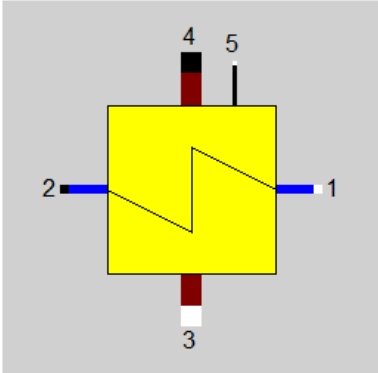
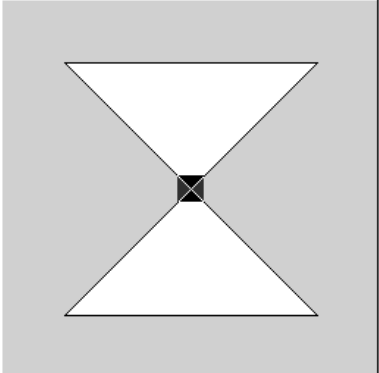
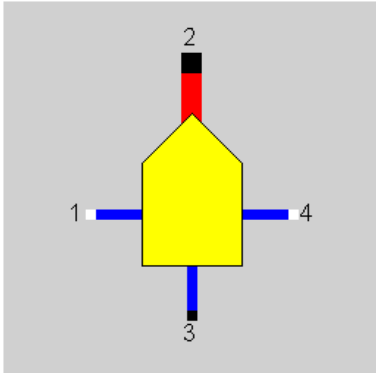
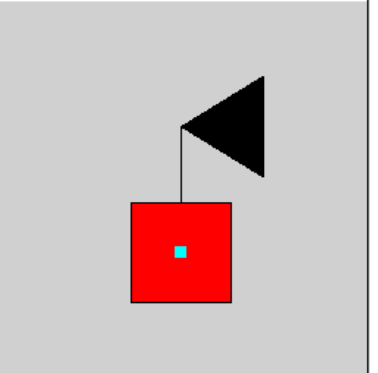
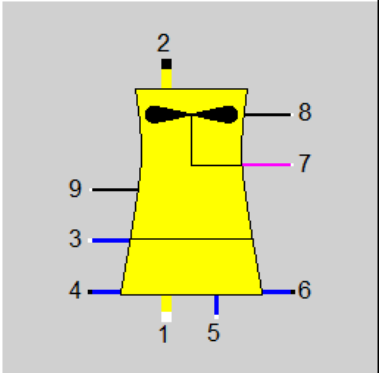


Abb. 13-1: EBSILON Modell für den dampfgeführten Rankine-Kreisprozess

A.2 Anhang Berechnungsgrundlage EBSILON Bauteile

Nachstehende Tabelle (Tab. 2-1 zeigt die Bauteile die für die EBSILON-Modellierung der Kraftwerke verwendet wurden.

Tab. 2-1: Verwendete Bauteile auf EBSILON

		
Bauteil 1: Randwerteingabe	Bauteil 6: Dampfturbine	Bauteil 11: Generator
		
Bauteil 13: Rohrleitung	Bauteil 26: Wärmetauscher	Bauteil 33: Startwert, Vorgabewert
		
Bauteil 34 Entspanner	Bauteil 46: Werteingabe	Bauteil 112: Hybridkühlturm

A.3 Kraftwerksleistung (technische Simulation aus Greenius)

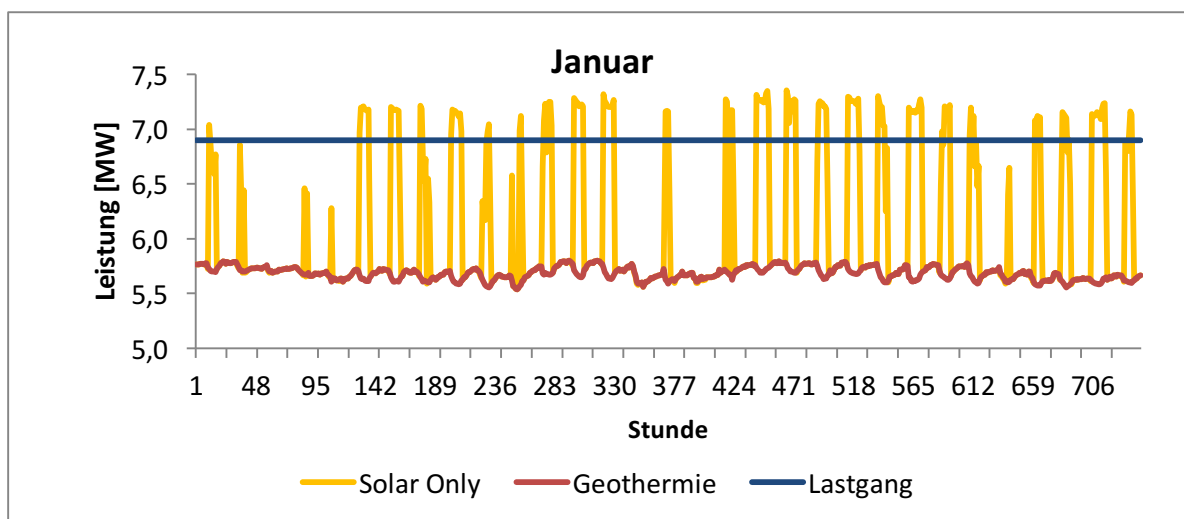


Abb. 13-2: Kraftwerksleistung - Januar

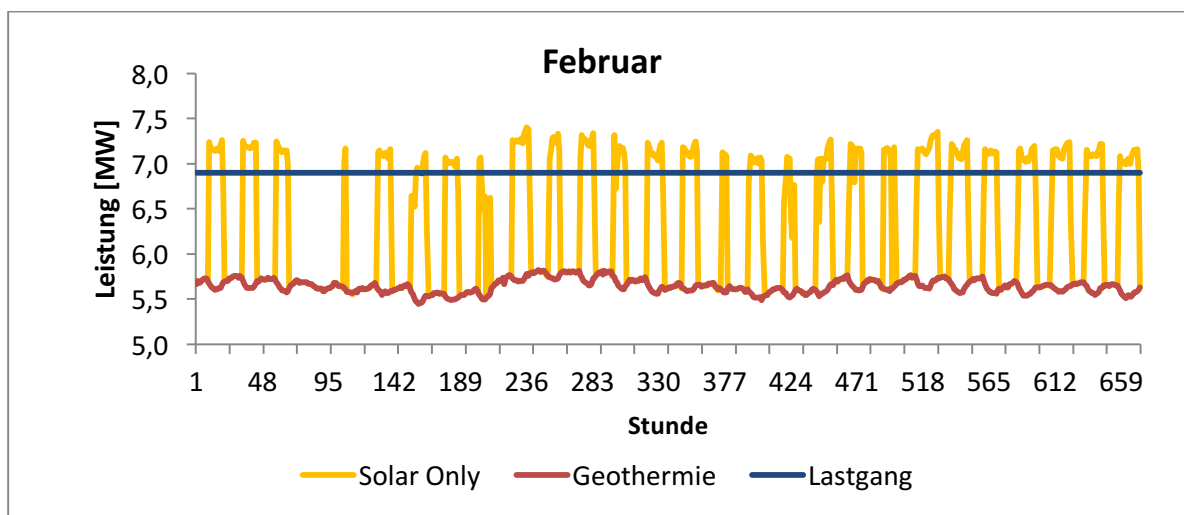


Abb. 13-3: Kraftwerksleistung Februar

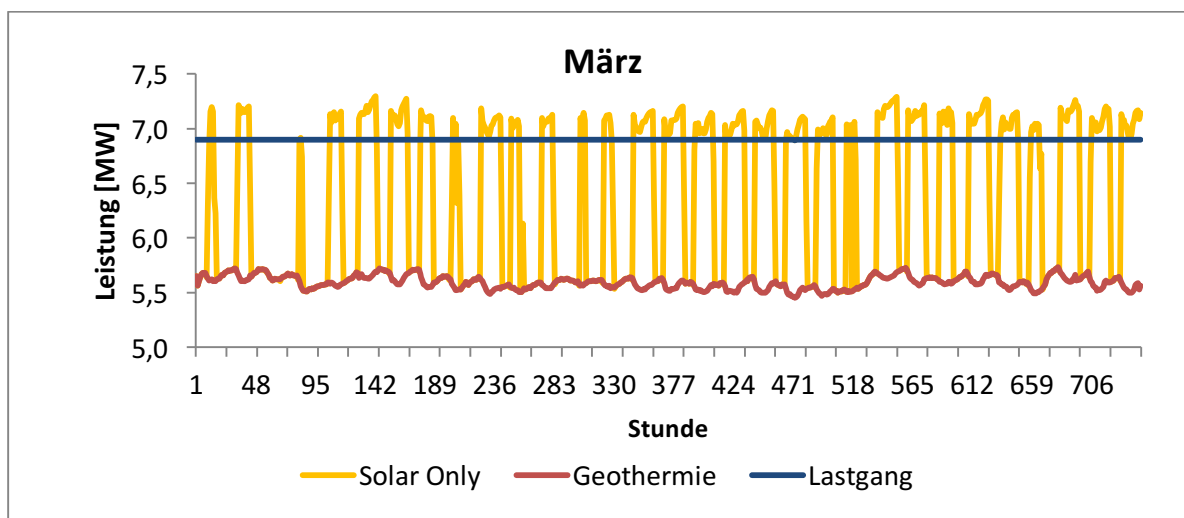


Abb. 13-4: Kraftwerksleistung - März

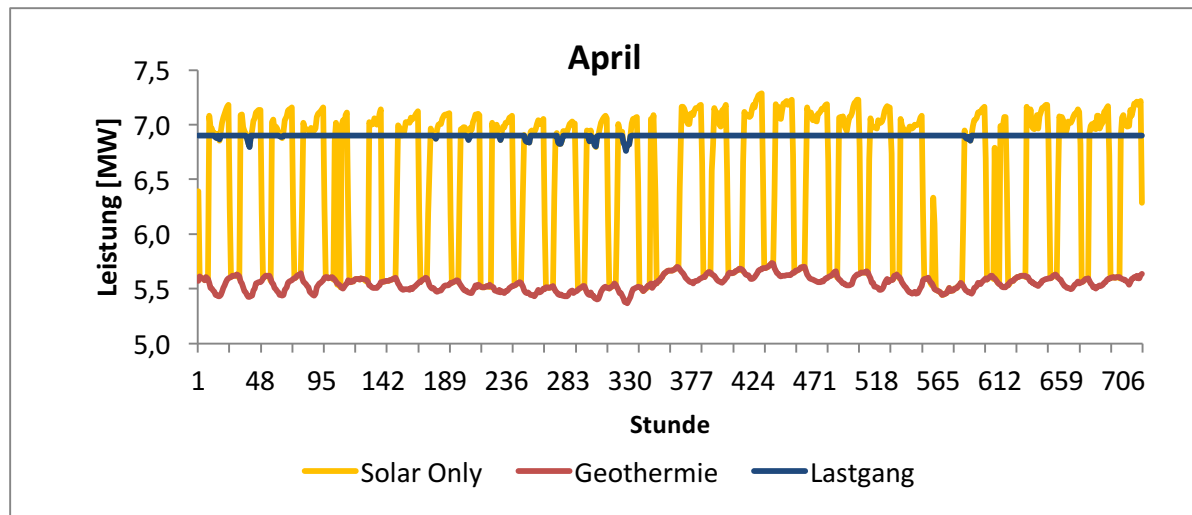


Abb. 13-5: Kraftwerksleistung - April

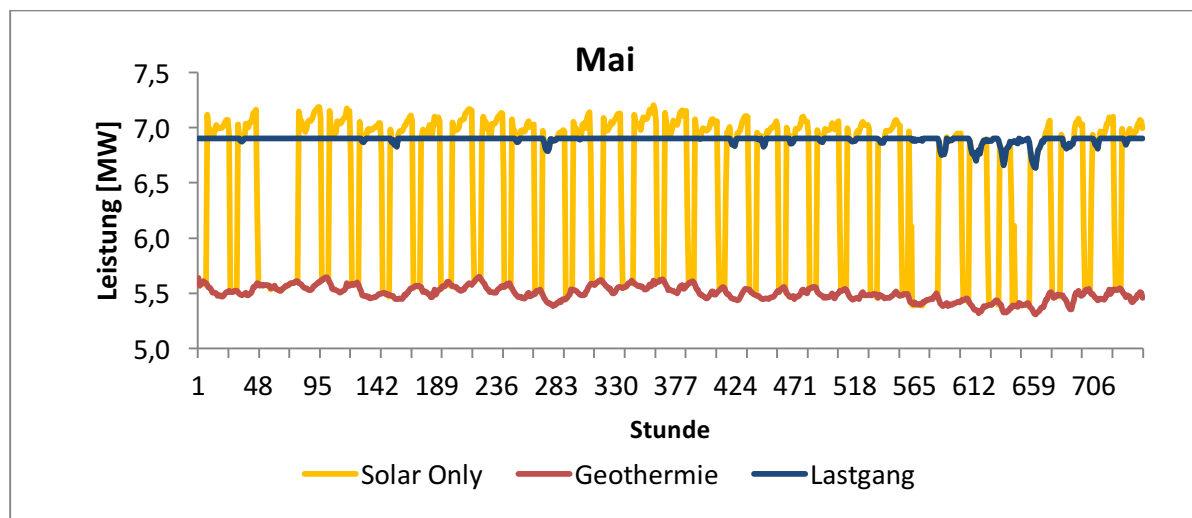


Abb. 13-6: Kraftwerksleistung - Mai

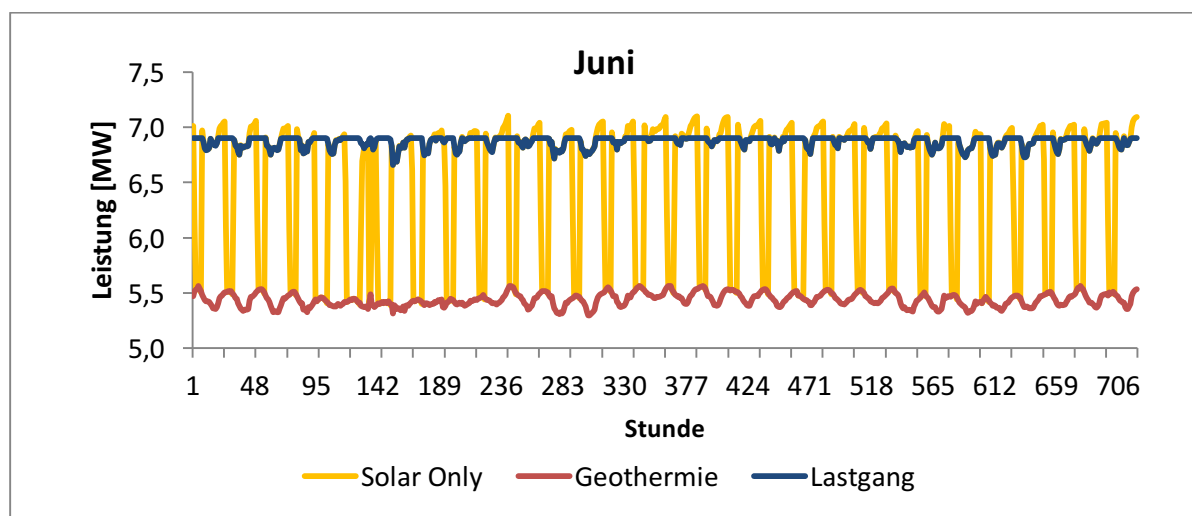


Abb. 13-7: Kraftwerksleistung - Juni

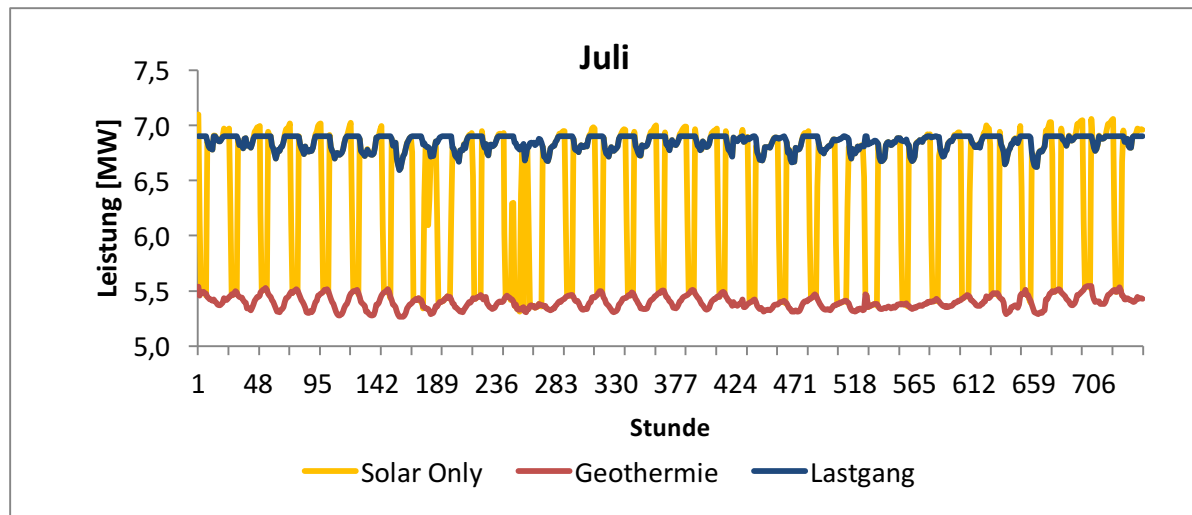


Abb. 13-8: Kraftwerksleistung - Juli

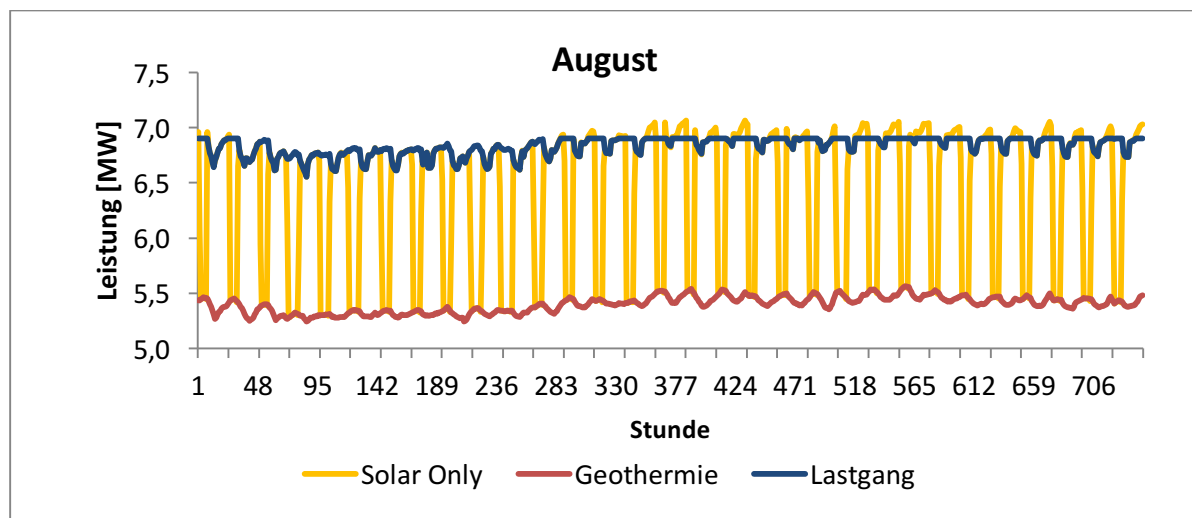


Abb. 13-9: Kraftwerksleistung - August

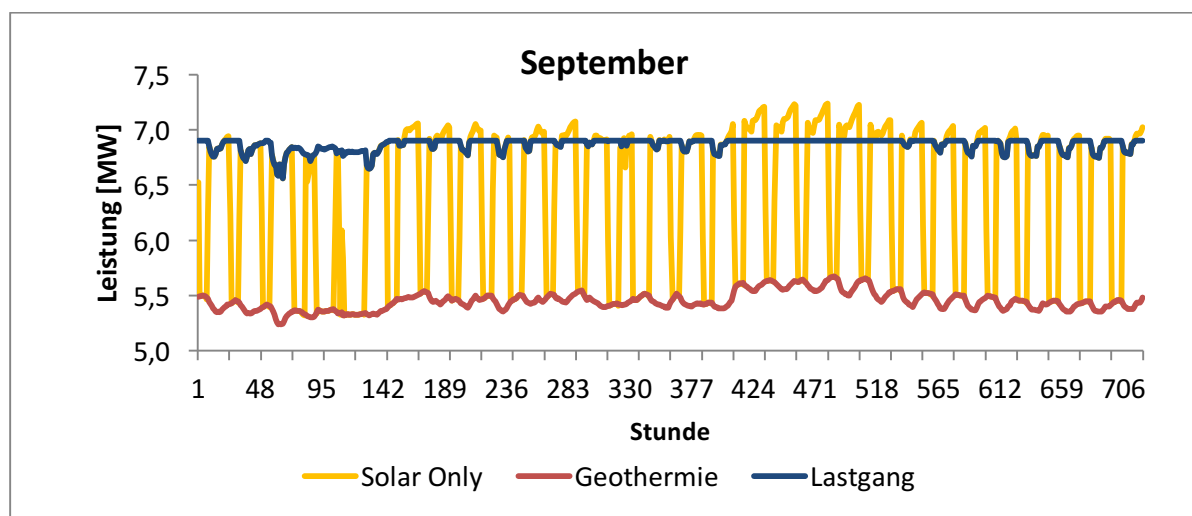


Abb. 13-10: Kraftwerksleistung - September

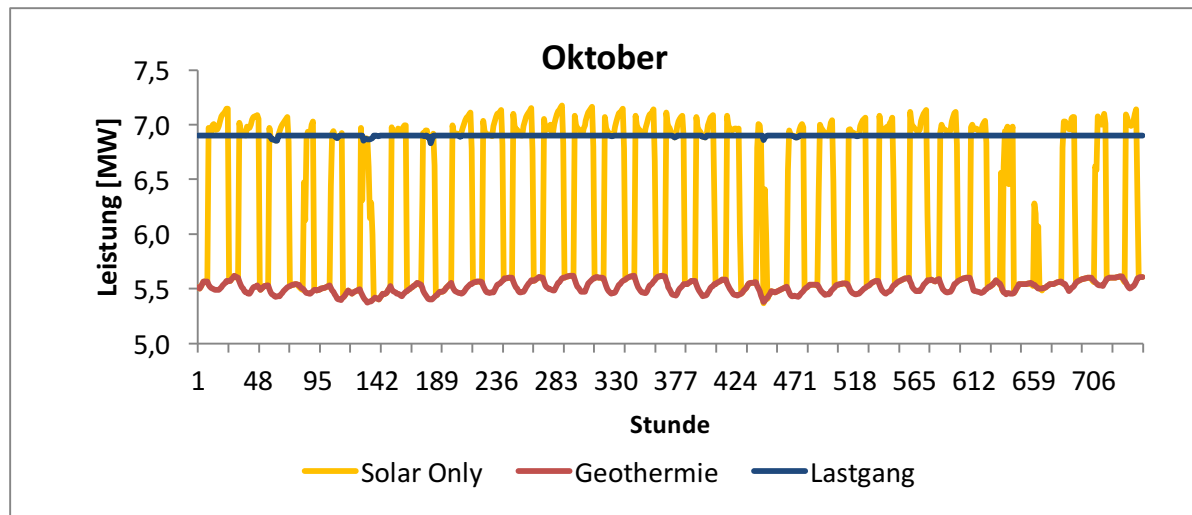


Abb. 13-11: Kraftwerksleistung - Oktober

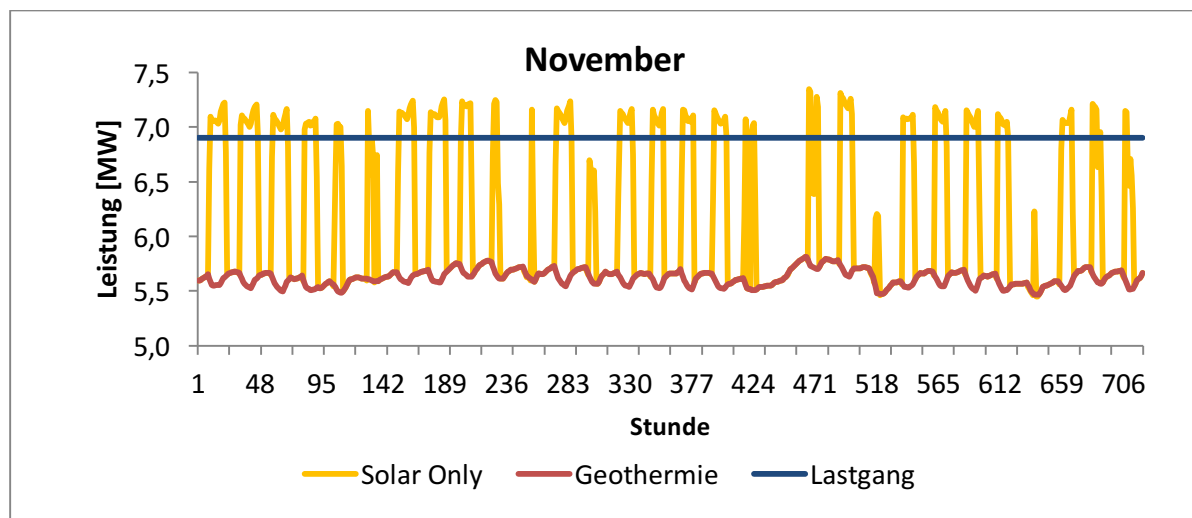


Abb. 13-12: Kraftwerksleistung - November

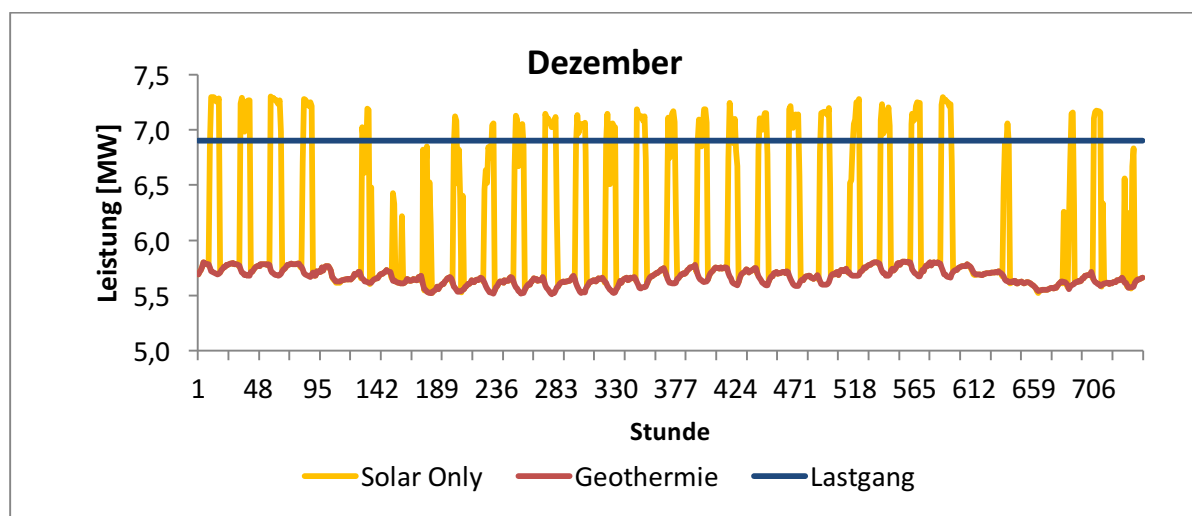


Abb. 13-13: Kraftwerksleistung - Dezember

A.4 *Elektronische Daten*

Dieser Thesis ist ein elektronisches Speichermedium beigelegt. Diese beinhaltet folgenden Unterlagen:

- Master Thesis in PDF Format
- EBSILON Modelle
- Greenius Projekt
- Excel-Tools der Berechnungen (Technische Simulation, Kraftwerkskennlinie, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung)